

INDÍCE MEMORIA

Índice memoria	1
Índice de figuras	5
Índice de tablas	8
Resumen	10
Resum	10
Abstract	10
Capítulo 1: Introducción.....	11
1.1. Objeto del proyecto.....	11
1.2. Alcance del proyecto	11
1.2.1. Instalación solar fotovoltaica aislada de red	12
1.2.2. Unidad de monitorización	12
1.3. Motivación del proyecto	13
1.4. Aportaciones de cada estudiante	13
Capítulo 2: Especificaciones básicas	15
2.1. Autoconsumo fotovoltaico aislado	15
2.1.1. Definición de autoconsumo aislado	15
2.1.2. Elementos de la instalación solar fotovoltaica aislada	18
2.2. Sistema de monitorización	21
2.2.1. Estudio de tipos de monitorización	21
2.2.2. Parámetros a monitorizar	22
2.2.3. Parámetros de la unidad de monitorización	22
Capítulo 3: Instalación solar	24
3.1. Localización y definición	24
3.2. Normativa aplicable	26
3.3. Dimensionado	27
3.3.1. Tensión nominal de funcionamiento.....	27
3.3.2. Demanda total de energía eléctrica de la instalación	27
3.3.3. Estimación de las pérdidas en la instalación	27
3.3.4. Elección de la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos.....	29
3.3.5. Radiación solar total diaria por mes.....	31
3.3.6. Cálculo de las horas pico solar (HSP)	32

3.3.7.	Selección de los paneles fotovoltaicos	33
3.3.8.	Estudio de sombras y orientación.....	34
3.3.9.	Capacidad total del sistema de almacenamiento	37
3.3.10.	Dimensionado del regulador	38
3.3.11.	Dimensionado del inversor (convertidor DC/AC)	39
3.3.12.	Dimensionado del cableado	39
3.3.13.	Dispositivos de protección y puesta a tierra	42
3.3.14.	Estructura y anclaje	45
3.4.	Previsión de funcionamiento	47
3.4.1.	Resumen de la instalación	47
3.4.2.	Previsión de generación y consumos.....	48
3.4.3.	Balance de energías.....	49
3.5.	Documentación requerida	51
3.5.1.	Componentes y materiales.....	51
3.5.2.	Plan de mantenimiento.....	53
3.5.3.	Garantía de la instalación	54
3.6.	Documentación de la unidad.....	54
Capítulo 4: Captación y disposición.....		55
4.1.	Variables a sensor	55
4.1.1.	Intensidades	57
4.1.2.	Voltajes	57
4.1.3.	Potencias	57
4.1.4.	Irradiación	57
4.1.5.	Temperatura	58
4.2.	Disposición de la monitorización	58
4.2.1.	Envolvente	58
4.2.2.	Distribución interior	59
Capítulo 5: Unidad de monitorización		61
5.1.	Definición de la unidad de monitorización	61
5.2.	Consideraciones previas.....	63
5.2.1.	Almacenamiento de datos.....	63
5.2.2.	Detección de errores.....	63
5.2.3.	Elección del microprocesador	64
5.2.4.	Software utilizado	65
5.3.	Elementos básicos	65
5.3.1.	Alimentación	65

5.3.2.	Procesador y programador	66
5.3.3.	Sensado y acondicionamiento de la señal	66
5.3.4.	Comunicación RS232	67
5.4.	Esquema electrónico PCB	67
5.4.1.	Esquema del PCB	67
5.5.	Sensado de temperatura ambiente	71
5.5.1.	Acondicionamiento de la señal	72
5.5.2.	Adquisición de temperatura ambiente	74
5.5.3.	Representación de la temperatura ambiente	75
5.6.	Sensado de la temperatura en placas	76
5.6.1.	Adquisición de la temperatura en las placas	77
5.6.2.	Representación de la temperatura en placas	78
5.7.	Sensado de corriente de las baterías	79
5.7.1.	Adquisición de la corriente de batería	80
5.7.2.	Representación de la corriente de batería	82
5.8.	Sensado de corriente de las placas	82
5.8.1.	Adquisición de la corriente de placas	84
5.8.2.	Representación de la corriente de placas	85
5.9.	Sensado de corriente de la casa	85
5.9.1.	Adquisición de la corriente de la casa	87
5.9.2.	Representación de la corriente de casa	87
5.10.	Sensado de la tensión de la batería	88
5.10.1.	Adquisición de la tensión de la batería	89
5.10.2.	Representación de la tensión de la batería	90
5.11.	Sensado de la tensión en la casa	90
5.11.1.	Adquisición de la tensión de la casa	92
5.11.2.	Representación de la tensión de la casa	92
5.12.	Sensado de la tensión de las placas	93
5.12.1.	Adquisición de la tensión en placas	94
5.12.2.	Representación de la tensión en placas	94
5.13.	Sensado de la irradiancia	95
5.13.1.	Adquisición de la irradiancia	96
5.13.2.	Representación de la irradiancia	97
Capítulo 6: Representación en Labview®		98
6.1.	Introducción	98
6.2.	Parámetros calculados a partir de los obtenidos en las lecturas	99

6.3.	Representación de los datos	99
6.3.1.	Conjunto de pestañas:	99
6.3.2.	Fechas y autonomía.....	103
6.3.3.	Carga de las baterías y capacidad de las baterías.	103
6.3.4.	Resumen	105
6.3.5.	Sistema de LEDs	105
Capítulo 7:	Simulaciones	108
7.1.	Introducción	108
7.2.	Descripción del proceso	109
7.3.	Simulación inicial con PROTEUS	110
7.3.1.	Resultados iniciales en PPROTEUS.....	111
7.3.2.	Simulación de todas la variables en PROTEUS	111
7.3.3.	Resultados en PROTEUS	113
7.4.	Simulación enlazada con LabView®	113
7.4.1.	Consideraciones previas	113
7.4.2.	Resultados	115
Capítulo 8:	Resultados experimentales	117
8.1.	Descripción del circuito	117
8.1.1.	Alimentación	117
8.1.2.	Procesador y programador.....	118
8.1.3.	Sensado	118
8.1.4.	Comunicación RS232	118
8.2.	Configuración previa del PIC y LabView®	119
8.3.	Resultados experimentales.....	121
Capítulo 9:	Conclusiones	123
Capítulo 10:	Propuestas de mejora	125
10.1.	Unidad de monitorización	125
10.2.	Instalación fotovoltaica	126
Capítulo 11:	Bibliografía.....	127
11.1.	Referencias bibliográficas	127
11.2.	Bibliografía de Consulta	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de una instalación solar fotovoltaica aislada de red.....	18
Figura 2. Batería POWERWALL de TESLA.	20
Figura 3a. Monitorización SmallData de MONSOL.....	21
Figura 3b. Monitorización Solar-Log 250 de Solar-Log.	21
Figura 4. Radiación solar a 40º y 70º incluyendo los días oscuros.....	31
Figura 5. Presentación de las placas solares sobre la cara sur del tejado.	35
Figura 6. Trayectoria solar en la zona latitud de 41º.	36
Figura 8. Estructura Compact Vario de Schletter.....	46
Figura 9. Esquema balance de energías.	50
Figura 10. Pérdidas en la instalación.....	50
Figura 11. Abrazadera PCB carril DIN.	59
Figura 12. Posición de los dispositivos en el interior de la envolvente.	60
Figura 13. Esquema de funcionamiento del sistema de monitorización.	62
Figura 14. Esquema de funcionamiento del procesamiento de datos.	62
Figura 22. Esquema electrónico de la PCB.	68
Figura 23a. Esquema electrónico de la PCB cara.....	68
Figura 23b. Esquema electrónico de la PCB reverso.	68
Figura 24. Visualización 3D del circuito.	69
Figura 25. Esquema de la configuración del sensor LM35.	72
Figura 26. Esquema del circuito acondicionador.....	72
Figura 27. Adquisición de la temperatura ambiente.....	74
Figura 28. Envío de la temperatura ambiente.....	75
Figura 29. Diagrama de bloques LabView® para temperatura ambiente.....	75
Figura 30. Adquisición de la temperatura de placas.....	77
Figura 31. Envío de la temperatura de placas.....	78
Figura 32. Diagrama en LabView® para la temperatura de placas.	78
Figura 33. Sensor CYHCS-K200-20A.....	79
Figura 34. Adquisición de la corriente de las baterías.	81
Figura 35. Envío de la corriente de las baterías	81
Figura 36. Diagrama de bloques en Labview® para la corriente de batería.	82
Figura 37. Adquisición de la corriente de las placas.....	84

Figura 38. Envío de la corriente de las placas.....	84
Figura 39. Diagrama de bloques para representar la corriente de placas.....	85
Figura 40. Esquema del sensor CR9550-10.....	85
Figura 41. Adquisición y envío de la corriente de las baterías.....	87
Figura 42. Diagrama de bloques en LabView® de la intensidad de la casa.	87
Figura 43. Sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V y su esquema de conexiones.	88
Figura 44. Adquisición y envío de la tensión de la batería.....	89
Figura 45. Diagrama de bloques en LabView® para la tensión en baterías.	90
Figura 46. Sensor CYVS-32S0-0.5-B300V y su esquema de conexiones.....	90
Figura 47. Adquisición de la tensión de la casa.....	92
Figura 48. Diagrama de bloques en LabView® del voltaje del domicilio.	92
Figura 49. Sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V y su esquema de conexiones.	93
Figura 50. Adquisición y envío de la tensión de la casa.	94
Figura 51. Diagrama de bloques en LabView® del voltaje de las placas.....	95
Figura 52. Sensor Si-01TC-T.	95
Figura 53. Adquisición y envío de la irradiancia.	96
Figura 54. Diagrama de bloques en LabView® para la irradiancia.....	97
Figura 55. Menú principal de la interfaz.....	99
Figura 56. Evolución de las temperaturas.	100
Figura 57. Evolución de las temperaturas.	100
Figura 58. Evolución de la carga de la batería.	101
Figura 59. Evolución de los rendimientos.....	101
Figura 60. Menú de mantenimiento.	102
Figura 61. Evolución las potencias.....	102
Figura 62. Obtención de la fecha actual.	103
Figura 63. Próxima revisión y autonomía de las baterías.....	103
Figura 64. Capacidad de las baterías en función del voltaje.	105
Figura 65. Nivel de carga de las baterías en función del voltaje.....	105
Figura 66. LED de revisión si se sobrepasa la fecha.....	106
Figura 67. LEDs de ON,Carga y descarga de las baterías.....	107
Figura 68. LED de bajo rendimiento de las baterías.....	107
Figura 69. LED de sobrecalentamiento de las placas.....	107
Figura 70. Fuentes de tensión y sondas.	109
Figura 71. Multiplexor.	109
Figura 72. Terminal virtual.....	109
Figura 73. Terminal virtual.....	111

Figura 74. Terminal virtual.....	113
Figura 75. Puerto serie en PROTEUS.....	114
Figura 76. Emulador de puertos virtuales.	114
Figura 77. Nombre para conectar los puertos virtuales.	114
Figura 78. Resultado de la comunicación, indicando los valores enviados.....	115
Figura 79. Resultado de las potencias con los valores constantes.	116
Figura 80. Resultado de temperatura con el sensor LM35.....	116
Figura 81. Vista en 3D de la placa prototipo.....	119
Figura 82a.Resultados de los valores indicados.	122
Figura 82b. Gráficas de potencias.	122
Figura 82c.Gráficas de rendimiento.	122
Figura 82d. Gráficas de temperatura.	122
Figura 82e.Carga baterías.....	122
Figura 82f. Gráficas de irradiación.....	122

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Características de los circuitos.	25
Tabla 3.2. Estimación demanda de energía.....	26
Tabla 3.3. Días oscuros por mes en la localidad.....	28
Tabla 3.4. Resultados criterio del mes crítico.	30
Tabla 3.5. Resultados criterio de máxima captación solar.....	30
Tabla 3.6. Radiación solar total diaria por mes.	32
Tabla 3.7. HPS para la zona con corrección del 6 %.	33
Tabla 3.8. Características módulo A-P230 de YURAKU.	34
Tabla 3.9. Características acumulador TYS12 de EcoSafe.	37
Tabla 3.10. Características regulador MPPT 80C de artesa.....	38
Tabla 3.11. Características inversor Phoenix C24/2000 de VICTRON ENERGY. ..	39
Tabla 3.12. Secciones cableado instalación.....	41
Tabla 3.13. Máximas intensidades soportadas por el cableado.	42
Tabla 3.14. Sección de los tubos.....	42
Tabla 3.15. Secciones de los conductores de protección.....	43
Tabla 3.16. Intensidad nominal de los fusibles.	45
Tabla 3.17. Características de la instalación.....	47
Tabla 3.18. Previsión de generación y consumos.	48
Tabla 3.19. Lista de componentes y materiales.	51
Tabla 4.1. Valores máximos y nominales de los tramos.	56
Tabla 5.1. Relación de canales I/O del multiplexor.	67
Tabla 5.2. Tabla resumen de condensadores.....	69
Tabla 5.3. Tabla resumen de resistencias.	70
Tabla 5.4. Tabla resumen de conectores.	70
Tabla 5.5. Tabla resumen de elementos varios.....	71
Tabla 5.6. Valores resistivos del circuito acondicionador.	73
Tabla 5.7. Valores obtenidos del circuito acondicionador.....	73
Tabla 5.8. Especificaciones básicas del Si-01TC-T.	76
Tabla 5.9. Valores obtenidos del circuito acondicionador.....	76
Tabla 5.10. Especificaciones del sensor CYHCS-K200-20A.....	79

Tabla 5.11. Valores obtenidos del sensor CYHCS-K200-20A.....	80
Tabla 5.12. Especificaciones del sensor CYHCS-K200-50A.....	82
Tabla 5.13. Especificaciones del sensor CYHCS-K200-50A.....	83
Tabla 5.14. Especificaciones del sensor CR9550-10.....	86
Tabla 5.15. Especificaciones del sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V.	88
Tabla 5.16. Resultados obtenidos del sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V.	89
Tabla 5.17. Especificaciones del sensor CYVS-32S0-0.5-300V.....	91
Tabla 5.18. Especificaciones del sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V.	93
Tabla 5.19. Resultados obtenidos del sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V.	94
Tabla 5.20. Especificaciones de conexionado del Si-01TC-T.....	95
Tabla 5.21. Especificaciones de conexionado del Si-01TC-T.....	96
Tabla 7.1. Relaciones voltaje leído y real.....	110
Tabla 7.2. Relaciones voltaje leído y real.....	110
Tabla 7.3. Conversión hexadecimal a decimal del vector.....	111
Tabla 7.4. Relaciones entre voltaje leído y valor real.	112
Tabla 7.5. Determinación de valores leídos.....	112
Tabla 7.6. Conversión hexadecimal a decimal del vector.....	113
Tabla 7.7. Determinación de valores leídos.....	114
Tabla 8.1. Relaciones entre voltaje real y leído.....	119
Tabla 8.2. Variaciones de la corriente según temperatura.	120
Tabla 8.3. Variaciones de la corriente según irradiancia.	121

RESUMEN

El presente proyecto se divide en dos partes: el diseño de una instalación solar fotovoltaica para alimentar una vivienda aislada de la red y, por otro lado, el diseño de una unidad de monitorización para supervisar el funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

La instalación fotovoltaica se dimensionará respecto a una vivienda real con unos consumos ficticios que sirva como ejemplo de aplicación para la adquisición de datos por parte de la unidad de monitorización. La unidad de monitorización será la encargada de medir y registrar los diferentes parámetros de la instalación con la finalidad de crear un histórico de datos para ver cómo ha evolucionado el uso de la instalación en sus años útiles.

RESUM

Aquest projecte es divideix en dues parts: el disseny d'una instal·lació solar fotovoltaica per alimentar un habitatge aïllat de la xarxa i, d'altra banda, el disseny d'una unitat de monitorització per supervisar el funcionament de la instal·lació fotovoltaica. La instal·lació fotovoltaica es dimensionarà respecte a un habitatge real amb uns consums ficticis que serveixi com a exemple d'aplicació per a l'adquisició de dades per part de la unitat de monitorització.

La unitat de monitorització serà l'encarregada de mesurar i registrar els diferents paràmetres de la instal·lació amb la finalitat de crear un històric de dades per veure com ha evolucionat l'ús de la instal·lació en els seus anys útils.

ABSTRACT

This project is divided into two parts: one explains the design of a photovoltaic installation. The purpose of this installation is to supply a house isolated from the grid. It will be designed setting a real house as an example in order to get accurate results. The other part describes the design of a monitoring device, used to keep track of the different parameters of the installation. Since the monitored parameters are similar to the ones found on a real installation, the results obtained will be accurate as well. These results will be shown on different graphics, so the user can see their evolution during its lifetime.

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN

1.1. Objeto del proyecto

El objetivo del presente proyecto es diseñar una unidad de monitorización que permita obtener datos relevantes de una instalación solar fotovoltaica, en este caso para una vivienda unifamiliar aislada de la red, con la finalidad de realizar un histórico de datos que permita tener controlada la instalación y ver su evolución durante los años de funcionamiento.

Para ello se dimensiona y diseña una instalación solar fotovoltaica sobre la que va a trabajar la unidad de monitorización, se estudia el método de captación de datos por parte de la unidad de monitorización, se presenta el histórico de datos mediante una interface y se valora la viabilidad económica, únicamente, de la unidad de monitorización.

1.2. Alcance del proyecto

El proyecto principalmente se divide en dos partes básicas: el diseño de una instalación solar fotovoltaica aislada de red y el diseño de una unidad de monitorización que la monitorice.

Es importante entender que la instalación sirve como base de ejemplo para realizar la unidad de monitorización.

Con la finalidad de explicar y detallar el alcance de las dos partes y así, el alcance del conjunto del presente proyecto, se nombra a un instalador ficticio para contextualizar las dos partes del proyecto como si se tratase de un proyecto real llevado a cabo por un despacho de ingenieros o una consultoría especializada.

1.2.1. Instalación solar fotovoltaica aislada de red

Para el diseño de la instalación solar fotovoltaica aislada de red se escoge un caso ficticio de un instalador cualificado que pretende instalar un sistema fotovoltaico de este tipo a un cliente suyo.

Dicha persona tiene una vivienda en la localización especificada en el apartado 3.1 del dimensionado, en el mismo apartado se define el tipo de vivienda y los consumos diarios que se prevé que se van a producir.

Es importante destacar que la vivienda dispone de los servicios básicos de agua y gas, pero no de electricidad, este servicio se sustituye con la instalación fotovoltaica, de esta manera, dicha persona no necesita que todos sus electrodomésticos sean eléctricos, por ejemplo, horno, cocina y calefacción continua siendo de gas.

Para realizar el diseño de la instalación se realiza un estudio de dimensionado que debe de satisfacer los siguientes puntos para que la persona pueda realizar su instalación:

- Definir la tensión de funcionamiento del sistema.
- Definir la inclinación de los módulos solares.
- Estudio de sombras para evitar problemas en la captación.
- Previsión de funcionamiento del sistema.
- Definir cantidad y tipo de material que la persona debe comprar para realizar la instalación, se define módulos, regulador, inversor, cableado, protecciones y estructura.

1.2.2. Unidad de monitorización

En cuanto al diseño de la unidad de monitorización, la persona anterior, quiere incorporar a su instalación un sistema que pueda recoger los datos básicos de la instalación y guardarlos, algo simple no muy sofisticado, para luego poder realizar algún tipo de estudio a nivel personal.

Para realizar el diseño de la unidad de monitorización se realiza un estudio previo para conocer como son este tipo de monitorizaciones y que parámetros o variables se han de tener en cuenta.

Después de realizar el estudio anterior se procede al diseño de la unidad en cuestión que deberá cumplir con los siguientes apartados:

- Diseño de la placa de monitorización.
- Programación del PIC.
- Desarrollo de la interface.
- Muestra de resultados.
- Estudio económico.

1.3. Motivación del proyecto

Dadas las nuevas fuentes de generación de energía eléctrica, actualmente se puede optar por utilizar energías renovables para el autoconsumo y no depender de una red de distribución, en el caso que trabajamos, energía solar fotovoltaica.

Las instalaciones de este tipo varían su funcionamiento dependiendo del día, por lo tanto la generación de electricidad no es constante y depende de factores externos.

Una monitorización de estas instalaciones y la realización de un histórico de datos ayuda a entender como está funcionando y permite, entre otras cosas, prever en qué momento alguno de los elementos fallarán.

Por ejemplo, las placas solares van reduciendo su rendimiento a lo largo de los años y los fabricantes garantizan su durabilidad por determinados años. En este caso podríamos, con el sistema de monitorización, comprobar cómo disminuye el rendimiento del panel y ver si se corresponde con lo que dice el fabricante o, por otro lado, aunque el rendimiento disminuya, podemos ir valorando si la energía que nos aporta el sistema aún es suficiente para nuestro autoabastecimiento, si es así, aún no hace falta cambiar la placa y podemos alargar su vida útil.

Uno de los aspectos más importantes de los sistemas fotovoltaicos es el almacenamiento de energía. Para ello se utilizan baterías que pueden aguantar gran cantidad de ciclos de carga y descarga, pero no resisten bien las descargas profundas, lo que conlleva a una gran reducción de su vida útil. Un sistema de monitorización permite, mediante el histórico de datos, predecir en que temporadas se van a descargar más las baterías y podemos realizar alguna acción con antelación.

1.4. Aportaciones de cada estudiante

A continuación se define las aportaciones realizadas por cada uno de los estudiantes que realiza el proyecto.

Los estudiantes que han realizado este proyecto son de diferente especialidad, Alberto Abaurrea es de la especialidad de electricidad y Alejandro Robledillo de electrónica. El desarrollo del proyecto se ha llevado a cabo de manera conjunta, participando ambos en los diferentes temas tratados y poniendo en común la totalidad del trabajo con la finalidad de aportar ideas, soluciones y otros puntos de vista a las diferentes partes.

Alberto Abaurrea

Especificaciones del proyecto:

- Definición de autoconsumo fotovoltaico aislado.
- Elementos que intervienen.
- Estudio previo de tipos de monitorizaciones existentes
- Normativa aplicable a la instalación fotovoltaica.
- Normativa aplicable al sistema de monitorización.

Dimensionado de la instalación fotovoltaica:

- Definición de la instalación.
- Cálculo de la energía disponible.
- Cálculo de parámetros eléctricos.
- Elección de los componentes, cableado y protecciones.
- Previsión de generaciones y pérdidas.

Disposición de la placa de monitorización:

- Instalación de los sensores y sistema de monitorización respecto a la instalación fotovoltaica.
- Protección del sistema de monitorización.

Estudio económico.

Alejandro Robledillo

Diseño de la placa que realizará la función de unidad de monitorización:

- Elección de componentes para la unidad.
- Elección de los sensores.
- Trazado de las vías y pads de la PCB, así como del plano de masa.

Programación del PIC:

- Conexión e instalación del pickit2.
- Redacción del código necesario para realizar las funciones descritas.

Diseño de la interface:

- Envío de datos mediante RS232.
- Tratado de los diferentes datos recibidos.
- Representación de los datos en diferentes gráficos.

Simulaciones:

- Simulación en PROTEUS® del circuito básico.
- Simulación del conjunto PROTEUS® y Labview® y de la comunicación serie.

CAPÍTULO 2:

ESPECIFICACIONES

BÁSICAS

Antes de empezar con las partes más técnicas del proyecto se presenta un breve estudio sobre los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo aislados de la red y se realiza una búsqueda de sistemas de monitorización ya existentes para tener una referencia.

2.1. Autoconsumo fotovoltaico aislado

Para entender cómo se define el concepto de autoconsumo aislado en este país se presenta, a continuación, cómo ha evolucionado la legislación del Sector Eléctrico respecto a este tipo de instalaciones.

2.1.1. Definición de autoconsumo aislado

En el artículo 27 de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico se considera que una instalación solar fotovoltaica en general está dentro del régimen especial de producción eléctrica. En un principio no se define una modalidad especial de autoconsumo para este tipo de instalaciones.

"1. La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW: [...]

b) Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario."

En el artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, se clasifican las instalaciones solares fotovoltaicas como pertenecientes al grupo b.1.1.

"1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este real decreto las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre.

Dichas instalaciones se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos: [...]

1º. Grupo b.1. Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica."

En el artículo 9 de la misma ley se establece la obligatoriedad de inscribirse en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras en Régimen Especial de manera simplificada y el organismo competente es la Comunidad Autónoma dónde se sitúa la instalación. Sigue tratando a todas las instalaciones fotovoltaicas productoras de la misma manera.

"[...] las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio."

En el Real Decreto 9/2013, de 12 de Julio se modifica la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, dejando a entender que tanto los suministros con instalaciones de producción conectadas al interior de su red y, a su vez, tanto si están conectados a una red de distribución eléctrica, como los que no están conectados a la red de distribución eléctrica, han de registrarse en el Registro Administrativo de autoconsumo creado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

"Para el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a las modalidades de suministro de energía eléctrica previstas en el artículo 9.g) de esta ley y aquellos otros asociados a instalaciones de producción que estén conectadas en el interior de su red o a través de una línea directa, se crea, en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, [...]"

Donde el artículo 9.g hace referencia a la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre:

"g) Los distribuidores, que son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y proceder a su venta a aquellos consumidores finales que adquieran la energía eléctrica a tarifa o a otros distribuidores que también adquieran la energía eléctrica a tarifa."

Cabe destacar que no se define el concepto de autoconsumo, únicamente nombra consumidores con instalaciones de producción conectadas a su red interna en general.

Según el artículo 9 de la Ley 24/2013 de 26 de Diciembre del Sector Eléctrico, se define autoconsumo como el consumo de electricidad generada a través de una instalación conectada en el interior de una red de un consumidor.

El mismo artículo define cuatro modalidades de autoconsumo:

- Suministro con autoconsumo, se trata de un consumidor que dispone de una instalación de generación conectada al interior de su red con punto de suministro y sin dar de alta en el registro de instalaciones productoras. Existe únicamente consumidor.
- Producción con autoconsumo, se trata de un consumidor con una instalación de producción conectada al interior de su red e inscrita en el registro de instalaciones productoras. Existe consumidor y productor.
- Producción con autoconsumo con conexión a través de una línea directa con una instalación de producción, se trata de un consumidor conectado a través de una línea directa con su instalación de producción inscrita en el registro de instalaciones productoras. Existe consumidor y productor.
- Cualquier otra modalidad de autoconsumo.

En el mismo artículo 9 indica que se está exento de pagar los costes y servicios del sistema de la Red de Distribución Pública, siempre y cuando no se esté conectado a la misma.

"3. Todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico."

De la misma manera se está exento de cumplir con el resto de las condiciones que esta ley determina para los autoconsumos conectados a red, dejando sin una regulación específica a los sistemas fotovoltaicos aislados.

Si recurrimos al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, se observa que en la sección 2 de la ITC-BT-40 se definen tres tipos de instalaciones generadoras respecto a su funcionamiento con la Red de Distribución Pública:

- Instalaciones generadoras aisladas, aquellas en las que no existe conexión eléctrica con la Red de Distribución Pública.
- Instalaciones generadoras asistidas, aquellas en las que existe conexión con eléctrica con la Red de Distribución Pública pero no pueden funcionar simultáneamente.
- Instalaciones generadoras interconectadas, aquellas en las que existe conexión eléctrica con la Red de Distribución Pública y pueden funcionar simultáneamente.

Por lo tanto, un sistema de alimentación fotovoltaico aislado de la red queda definido como un suministro con autoconsumo por parte de la legislación, y como una instalación generadora aislada según el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

En todo momento se está exento de pagar cualquier cuota, peaje o impuesto, a efectos de la instalación fotovoltaica, al no estar conectados a una Red de

Distribución Pública. Del mismo modo, tampoco es necesaria la inscripción en ningún registro de productor en régimen especial o autoconsumo.

El hecho de que este tipo de instalaciones no dispongan, aún, de una normativa específica no quiere decir que no tenga una normativa aplicable.

Como toda instalación eléctrica ha de cumplir con los requisitos de seguridad y características establecidas por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, además se tiene en cuenta el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones aisladas de red establecido por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), aunque no es un documento obligatorio sirve como guía para dimensionar este tipo de instalaciones, y las normas UNE a las que hacen referencia.

En el caso del Código Técnico de la Edificación, independientemente de que tenga un apartado específico para la energía solar, este no nos aplica como se comenta más adelante en la presente memoria.

2.1.2. Elementos de la instalación solar fotovoltaica aislada

Una instalación solar fotovoltaica aislada de red, como la que se puede ver en la figura 1, consiste en un conjunto de paneles o módulos fotovoltaicos, un regulador, un conjunto de baterías y un inversor si se desea alimentar la carga con corriente alterna, para el presente proyecto solo se considera carga en alterna y no se plantea ninguna línea que funcione en continua.

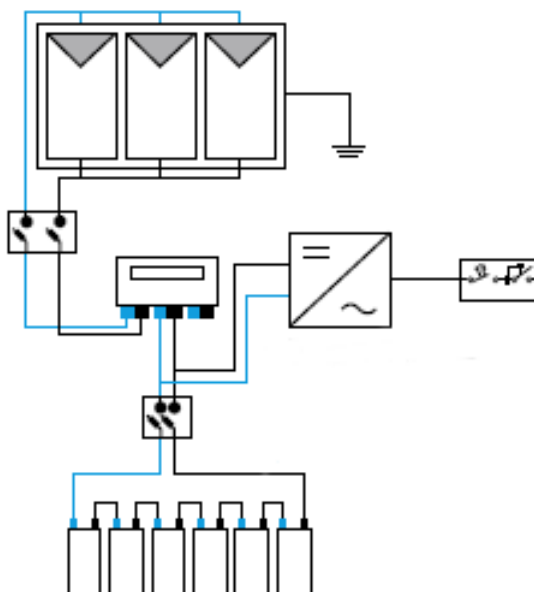


Figura 1. Esquema de una instalación solar fotovoltaica aislada de red.

Módulos fotovoltaicos

Los paneles o módulos fotovoltaicos son los encargados de captar la radiación solar y transformarla en energía eléctrica a través de su conjunto de células fotovoltaicas. Estas células pueden ser de dos tipos:

- Células de silicio monocristalinas, que tienen un rendimiento cercano al 22 % pero con un coste de producción elevado.

- Células de silicio policristalinas, que están formadas a partir de silicio monocristalino y presentan rendimientos cercanos al 14 %, como las que se escogen para este proyecto. Éstas son más comunes en el mercado ya que su proceso de fabricación es más simple.

Actualmente se están más tipos de células fotovoltaicas con la intención de llegar a mayores rendimientos y menores costes de producción, pero el estudio de las mismas queda fuera del alcance de este proyecto.

Es importante entender que el rendimiento de los paneles disminuye con el uso y el paso del tiempo, y que los fabricantes garantizan un tanto por ciento de rendimiento durante 20 o 25 años.

Este rendimiento también se ve afectado por la calidad de la radiación solar incidente, el ángulo de incidencia o la temperatura a la que se expone el módulo solar. Todas estas variables pueden ser tomadas por un sistema de monitorización para su posterior análisis y observar el funcionamiento del sistema.

Regulador

El regulador, por decirlo de alguna manera, es el cerebro de la instalación. El regulador se encarga de controlar la carga y descarga de la batería sin dejar que se sobrecargue cuando está cargada ni que se produzcan descargas profundas que acortarán su vida útil.

El regulador mide la tensión de salida de la batería para determinar si está o no cargada. Cuando la batería está cargada sus valores de tensión son máximos y solo dejará pasar la energía necesaria para que se mantenga cargada, en cambio, conforme la batería se descarga, sus valores de tensión de salida disminuyen hasta un valor mínimo que indica la descarga total, entonces el regulador desconectará la batería para evitar una descarga profunda.

Hay reguladores que incorporan más funciones que permiten obtener información sobre la instalación, funciones que se basan en un sistema de monitorización básico o similar. Más adelante se estudia qué sistemas de monitorización hay actualmente en el mercado.

Sistemas de acumulación

Un elemento importante de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de red son las baterías, que son las encargadas de prolongar el autoabastecimiento incluso en los días más desfavorables.

En la presente memoria se realiza el dimensionado de la instalación utilizando baterías estacionarias de plomo ácido que son las más recomendadas para este tipo de instalaciones debido a que aguantan descargas profundas y proporcionan corriente de manera permanente o esporádica. A parte, son las más comunes y las que mejor relación calidad precio presentan en el mercado.

No obstante, durante la realización del proyecto, la marca de automóviles TESLA presentó su nueva batería para hogares y se ha analizado esta batería y su posible incorporación en un sistema fotovoltaico aislado de red como el que aquí se realiza.

A diferencia de las baterías que se van a utilizar, la batería de TESLA es de tecnología de iones de Litio. TESLA presenta sus baterías para ser un

complemento dentro del hogar que se recarga por paneles solares o bien por conexión a red.



Figura 2. Batería POWERWALL de TESLA.

Es interesante la idea que plantean de recargar las baterías, conectado a red, cuando los costes de la energía disminuyen y utilizarla cuando los costes de la energía aumenten. De esta manera se consigue un ahorro en la facturación de la energía consumida de la red. Pero si se siguiera este modelo, el presente proyecto pasaría a ser una producción con autoconsumo y una instalación generadora asistida, por lo tanto cambian las condiciones del proyecto.

Para el caso que se trabaja fácilmente la batería de TESLA puede sustituir las baterías que se utilizan en el dimensionado del proyecto. Tesla comercializará, en EEUU a partir de este verano, dos modelos de su batería que puedan suministrar 7 kWh para ciclos diarios o 10 kWh para ciclos semanales.

Teniendo en cuenta el consumo diario previsto de la instalación en el apartado 3.1 y los siete días de autonomía especificados en el apartado 3.3.9, fácilmente calculamos que se precisan tres baterías de 7 kWh o igualmente dos de 10 kWh para efectuar la instalación, esto supone un gasto de 6000 a 7000 € dependiendo el modelo que se escogiera.

Por el momento las especificaciones y documentación de las baterías son escasas y no constan de una ficha técnica amplia. En la web de TESLA se puede ver que el rango de voltaje en continua de la batería es de 350 a 450 V y la instalación en corriente continua es de 24 V con lo cual no se podría integrar en la instalación.

Inversor

El inversor o convertidor de corriente continua a alterna es el encargado de transformar la tensión de 24 V en continua, en este caso, a un estándar de 230 V en alterna para el uso doméstico.

Es importante incorporarlo ya que no se va a modificar la instalación interna de la vivienda, por lo tanto el inversor se conectará al interruptor diferencial de la instalación como si se tratase de la derivación individual y no se prevé, como se ha dicho anteriormente, ninguna línea en corriente continua para el interior de la vivienda.

Más adelante, en el apartado 3.1 se explican las características de la instalación y los circuitos de los que dispone.

2.2. Sistema de monitorización

El sistema de monitorización se encarga de recoger información de toda la instalación fotovoltaica a través de sensores y presenta estos datos en una interfaz para su posterior consulta y estudio. El objetivo de la monitorización es ofrecer una manera de supervisar la producción del sistema y detectar posibles anomalías en el mismo.

2.2.1. Estudio de tipos de monitorización

Actualmente en el mercado se encuentran diferentes tipos de monitorización para sistemas fotovoltaicos.

Hay sistemas simples que se forman únicamente mediante una placa electrónica que se monta directamente sobre carril DIN y se conecta a la instalación y al software de monitorización como el que vemos en la figura 3a.

Este sistema permite medir la intensidad de cada una de las series (producción) y comunicar los datos mediante RS485 o radio, tiene una entrada analógica individual por equipo y permite la instalación de una estación meteorológica.

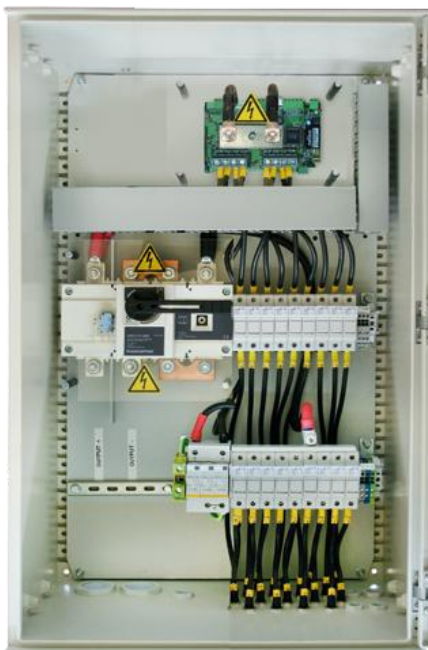


Figura 3a. Monitorización SmallData de MONSOL.



Figura 3b. Monitorización Solar-Log 250 de Solar-Log.

También existen sistemas más sofisticados como el de la figura 3b que sirve para monitorizar inversores, de este manera determina la producción y el consumo de la potencia, además se pueden incluir sensores para medir la irradiación, temperatura y viento.

A diferencia del anterior, éste sistema dispone de más conectividad (Bluetooth, WiFi, GPRS, USB y RS485), además dispone de una memoria interna para guardar el historial de datos, una tarjeta SD para realizar copias de seguridad o actualización de software, un LCD para pequeñas visualizaciones (datos y alarmas) y permite realizar el traspaso de datos a un PC o su aplicación WEB para visualizar los datos desde cualquier dispositivo.

2.2.2. *Parámetros a monitorizar*

En el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones aisladas de red sección 4.3 se determinan las medidas que el sistema de monitorización ha de ser capaz de obtener e indica que los datos se han de presentar en forma de medias horarias y el formato ha de corresponder con lo presentado en el documento A del informe *Guidelines for the Assessment of Photovoltaic*.

A parte de las recomendaciones que se incluyen en el pliego no hay una normativa específica que regule la monitorización de un sistema fotovoltaico.

A continuación se listan los parámetros que el sistema de monitorización ha de proporcionar:

- Tensión y corriente CC del generador.
- Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
- Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
- Irradiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

En el capítulo 4, más adelante, se realiza una introducción a la toma de las variables aquí nombradas.

2.2.3. *Parámetros de la unidad de monitorización*

Una vez realizada la pequeña búsqueda de las opciones que se encuentran actualmente en el mercado y los parámetros que monitorizan, se pasa a definir qué parámetros y características tendrá la unidad de monitorización que se plantea diseñar.

Primero se define que la unidad de monitorización que se pretende diseñar será similar al sistema de MONSOL, por lo tanto la placa se situará en algún elemento de la instalación fotovoltaica como puede ser un cuadro de protecciones.

Por ese motivo, no estará en un lugar visible directamente ni fácilmente accesible, aún así, para que el usuario pueda comprobar si la unidad de monitorización está funcionando o no, se incorporan dos indicadores luminosos, uno se iluminará cuando la placa este alimentada y el otro parpadeará cada vez que envíe datos al ordenador.

La unidad de monitorización captará valores de corriente y tensión a la salida del generador, de las baterías y del inversor, de ésta manera se determinan los tres primeros puntos de la lista anterior.

Con un sensor específico se determinará la irradiación incidente, y las temperaturas tanto de la situación de las placas como la ambiental.

Todos estos parámetros se enviarán a un ordenador o similar que pueda ejecutar el software diseñado, éste almacenará los datos en su memoria y permitirá la visualización en la interface y la exportación de los datos en otros formatos.

CAPÍTULO 3:

INSTALACIÓN SOLAR

En el presente capítulo se pretende definir toda la instalación solar fotovoltaica de la vivienda. Para ello se define primero la localización de la misma y los consumos asociados que se deben de satisfacer, a continuación se realiza el dimensionado de la instalación, la elección de los aparatos y protecciones y, finalmente, se realiza la previsión de funcionamiento y el estudio económico asociado.

3.1. Localización y definición

La instalación solar fotovoltaica se localiza en una vivienda sin conexión a la red de distribución eléctrica en Baixada de la Premsa número 5 de Calonge, municipio de la provincia de Girona cuyas coordenadas geográficas en grados decimales son (41.86, 3.07). Se adjunta la información catastral de la finca, extraída del Ministerio de Hacienda y Administración Pública, en el anexo 1.1 de la presente memoria.

La parcela tiene una superficie total de 1073 m² con una superficie construida de 326 m² (320 útiles), de los cuales 124,54 m² corresponden al edificio principal con tejado a dos aguas con orientación norte y sur. Al disponer de espacio suficiente se puede evaluar la colocación de los paneles fotovoltaicos sobre tejado o sobre suelo.

Para poder definir los consumos de la vivienda se estudia la estructura interior de la misma y su electrificación. Esta vivienda consta de 3 dormitorios, 2 baños, 2 salas de estar, cocina y terraza repartidos en dos plantas y pertenece a un grado de electrificación elevada por tener una superficie útil superior a 160 m² como se establece en la IT-BT-10 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RBT).

Al no tener datos sobre el número de circuitos, la cantidad de puntos de luz o de tomas de corriente se toman los mínimos exigidos por la ITC-BT-25 del RBT. En

este caso, al tratarse de electrificación elevada, la vivienda dispone de 6 circuitos con los puntos de luz y bases especificados en la tabla 3.1.

Listado de los circuitos interiores de la vivienda:

- C1: circuito destinado a alimentar los puntos de iluminación.
- C2: circuito destinado a tomas de corriente de uso general y frigorífico.
- C3: circuito destinado a alimentar cocina y horno.
- C4: circuito destinado a alimentar la lavadora, lavavajillas y termo.
- C5: circuito destinado a alimentar tomas de corriente en baño y cocina.
- C7: circuito del tipo C2 obligado por superficie útil mayor de 160 m².

Tabla 3.1. Características de los circuitos.

	Cantidad	Circuito	Mecanismo	Cantidad
Estancia	[uds]	-	-	[uds]
Dormitorios	3	C1	Punto de luz	3
		C7	Base	9
Baños	2	C1	Punto de luz	2
		C5	Base	2
Salas de estar	2	C1	Puntos de luz	4
		C2	Base	6
Cocina	1	C1	Puntos de luz	2
		C2	Base extractor y frigorífico	2
		C3	Base cocina/horno	1
		C4	Base lavadora/lavavajillas/termo	3
		C5	Base	3
Terraza	1	C1	Puntos de luz	2

En total se disponen de 13 puntos de luz que serán los mínimos a tener en cuenta para estimar la demanda total de energía eléctrica de la instalación, además, en la tabla 3.2, se especifican el resto de aparatos eléctricos de los que la vivienda hará uso, especificando el tiempo de uso de cada aparato, y se le aplica un factor de seguridad del 10 % para disponer de un margen.

Tabla 3.2. Estimación demanda de energía.

	Uds.	Potencia	Tensión	Intensidad	Tiempo	Energía
Aparato	-	[W]	[V]	[I]	[h/día]	[Wh/día]
Bombilla	13	4	230 AC	0,02	4,00	208,00
Televisor	1	45	230 AC	0,20	4,00	180,00
Módem ADSL	1	10	230 AC	0,04	12,00	120,00
Ordenador	2	45	230 AC	0,20	5,00	450,00
Impresora	1	20	230 AC	0,09	0,14	2,86
Cargador	2	10	230 AC	0,04	1,50	30,00
Batidora	1	200	230 AC	0,87	0,14	28,57
Extractor	1	50	230 AC	0,22	2,00	100,00
Lavavajillas	1	620	230 AC	2,70	0,43	265,71
Frigorífico	1	20	230 AC	0,09	12,00	240,00
Lavadora	1	420	230 AC	1,83	0,43	180,00
Otros aparatos	-	200	230 AC	0,87	1,00	200,00
Total	-	1747	-	-	-	2005,14
Coeficiente de seguridad [%]					10	2205,65

3.2. Normativa aplicable

Se describe a continuación la normativa aplicable para una instalación solar fotovoltaica asilada de la red y provista de un sistema de almacenamiento de energía con una potencia instalada de 1610 W.

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red para Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, revisión de febrero de 2009 del IDAE.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (RBT), revisión de agosto de 2002 del Ministerio de Industria.
- Se tendrán en cuenta las normas a las que el RBT y el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red hagan referencia.
- El Código Técnico de la Edificación (CTE) en los casos que se precise.

Para el dimensionado no afecta el Código Técnico de la Edificación debido a que no es obra nueva, no es una ampliación o reforma íntegra de la superficie construida, la envolvente térmica de la casa no se ve afectada y no se modifica el circuito de iluminación al realizar la instalación solar fotovoltaica.

Sin embargo, se tendrá en cuenta el Código Técnico de la Edificación para calcular el esfuerzo que la cubierta es capaz de soportar a la hora de instalar la estructura y los módulos fotovoltaicos sobre ella.

3.3. Dimensionado

3.3.1. Tensión nominal de funcionamiento

Para la tensión nominal de trabajo para una instalación de éste tipo se recomienda utilizar una tensión de 12 V para potencias menores de 1,5 kW, de 24 V cuando la potencia está entre 1,5 y 5 kW y de 48 V o 120 V cuando es mayor a 5 kW.

Se ha determinado la potencia de la instalación en el apartado anterior como la suma de las potencias de los aparatos conectados a la instalación de la vivienda, siendo esta de 1,747 kW. Por ello se ha escogido una tensión nominal de 24 V, recomendada para potencias entre 1,5 kW y 5 kW.

3.3.2. Demanda total de energía eléctrica de la instalación

Con la finalidad de dimensionar correctamente la instalación se precisa un cambio de unidades en la demanda de energía y convertirla a Ah/día.

$$C_{diario} = \frac{C_{diario} \left[\frac{Wh}{día} \right]}{T_n} \quad (1)$$

$$C_{diario} = \frac{2205,65 \frac{Wh}{día}}{24 V} = 91,90 \frac{Ah}{día} \quad (2)$$

Para evaluar el consumo total requerido por la instalación se han tenido en cuenta las pérdidas de energía por conexonado y se ha escogido un margen de seguridad del 15 % como se calcula en la ecuación 4.

$$C_{total} = C_{diario} + \frac{MS}{100} \cdot C_{diario} \quad (3)$$

$$C_{total} = 91,90 \frac{Ah}{día} + \frac{15}{100} \cdot 91,90 \frac{Ah}{día} = 105,68 \frac{Ah}{día} \quad (4)$$

3.3.3. Estimación de las pérdidas en la instalación

Se ha estimado la constante de pérdidas de la instalación fotovoltaica a partir de los valores por defecto para cada factor y con una autonomía de la instalación (D_a) de 7 días.

El mínimo de días de autonomía para éste tipo de instalaciones aisladas es de tres días, sin embargo, se han escogido 7 días de autonomía teniendo en cuenta los días oscuros de cada mes, siendo Marzo el mes más oscuro, tal y como se muestra en la tabla 3.3.

Éste hecho afecta a la elección de las baterías del sistema, a más días de autonomía, más capacidad de baterías y, por lo tanto, un mayor coste del sistema de almacenaje. Esto debería ser una elección del usuario final de la instalación, de su modelo de consumo y de cuanta inversión quiere realizar, para éste ejemplo se ha valorado el caso más desfavorable, que serían los 7 días.

Los datos de la tabla 3.3 se han extraído de la aplicación del *Atmospheric Data Center* de la NASA (*Surface meteorology and Solar Energy*).

Tabla 3.3. Días oscuros por mes en la localidad.

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Días oscuros	5,26	5,52	6,36	4,98	5,64	4,86
Mes	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Días oscuros	4,99	3,13	3,62	5,63	4,82	4,76

Para el valor de la profundidad máxima de descarga ($P_{D,máx}$) se ha escogido un valor del 70 % que corresponde a la profundidad máxima de descarga de una batería del tipo plomo ácido y no supera el 80 % máximo que limita el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, sección 5.4.3.

A partir de la ecuación 5 se calcula la constante de pérdidas asociadas a la instalación (K_T), que define las pérdidas totales que tendrá la instalación. La finalidad del cálculo es determinar el consumo total que tendrán que suministrar el conjunto de módulos fotovoltaicos.

$$K_T = (1 - (K_B + K_C + K_R + K_X)) \cdot \left(1 - \frac{K_A \cdot D_a}{P_{D,máx}}\right) \quad (5)$$

Donde:

- K_B son las pérdidas debidas a la batería.
- K_C son las pérdidas provocadas por el inversor (DC/AC).
- K_R son las pérdidas dadas por el regulador.
- K_X se escoge un valor por defecto de 0,1.
- K_A es un factor de la batería su valor suele ser de 0,005.
- D_a son los días de autonomía de la instalación.

A continuación se sustituyen estos valores en la ecuación 5 y se determina el valor K_T de para la instalación.

$$K_T = (1 - (0,05 + 0,1 + 0,1 + 0,1)) \cdot \left(1 - \frac{0,005 \cdot 7}{0,7}\right) = 0,62 \quad (6)$$

Con el valor de K_T calculado se obtiene un nuevo valor del consumo total requerido por la instalación que contempla las pérdidas y la autonomía en la ecuación 7. Este nuevo valor se usará para determinar el número de paneles y la batería necesaria ya que tiene en cuenta las pérdidas de la instalación.

$$C'_{total} = \frac{C_{total}}{K_T} \quad (7)$$

$$C'_{total} = \frac{105,68 \frac{Ah}{día}}{0,62} = 170,45 \frac{Ah}{día} \quad (8)$$

3.3.4. Elección de la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos

Para la instalación de los paneles se ha escogido una posición fija y se han evaluado los criterios del mes crítico y cálculo de máxima captación energética anual para determinar la inclinación óptima de los paneles. Los datos necesarios se han obtenido a partir de la base de datos PVGIS, *Photovoltaic Geographical Information System*.

La instalación se sitúa en el hemisferio norte, por ello la orientación que define el ángulo azimut (α) toma el valor 0° y los módulos quedarán orientados al sur tal y como se define en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, anexo I sección 2.2.

La base de datos PVGIS también calcula el ángulo de inclinación óptimo siendo éste de 38° , correspondiente a la media de la inclinación óptima para cada mes, por lo tanto, este es el ángulo de inclinación óptimo para la máxima captación energética anual.

Para determinar la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos se puede utilizar el criterio del mes crítico o el criterio de máxima captación anual. Estos criterios se basan en lo siguiente:

- Con el criterio del mes crítico se dimensiona la instalación para el período de tiempo más desfavorable, de esta manera se maximiza la producción de energía en el peor período y se garantiza así la producción en dicho período.
- Con el criterio de máxima captación anual se dimensiona la instalación para producir la máxima energía al año, así se garantiza la máxima media de producción de energía.

Para una instalación que se va a utilizar todo el año y está aislada de la red es preferible utilizar el criterio del mes crítico.

Mediante el criterio del mes crítico se ha obtenido un ángulo de inclinación de 70° que correspondería al mes de Diciembre como el más desfavorable. Los datos presentados en la tabla 3.4 son la relación entre el consumo medio diario de la instalación y la radiación media solar mensual. Si la relación está por debajo de la unidad quiere decir que se capta más radiación de la necesaria y si sobrepasa la unidad falta radiación para el correcto funcionamiento de la instalación.

Tabla 3.4. Resultados criterio del mes crítico.

Grados	0	10	20	30	40	50	60	70	80
Enero	0,8742	0,6918	0,5838	0,5138	0,4711	0,4448	0,4328	0,4328	0,4437
Febrero	0,5877	0,4922	0,4307	0,3922	0,3684	0,3557	0,3535	0,3601	0,3787
Marzo	0,4049	0,3630	0,3360	0,3195	0,3115	0,3121	0,3206	0,3386	0,3684
Abril	0,3373	0,3189	0,3083	0,3056	0,3099	0,3224	0,3452	0,3812	0,4371
Mayo	0,2802	0,2741	0,2741	0,2802	0,2933	0,3155	0,3493	0,4021	0,4841
Junio	0,2468	0,2454	0,2492	0,2584	0,2750	0,3009	0,3405	0,4021	0,5020
Julio	0,2489	0,2458	0,2478	0,2558	0,2707	0,2948	0,3315	0,3887	0,4827
Agosto	0,2853	0,2724	0,2666	0,2674	0,2750	0,2904	0,3160	0,3557	0,4194
Septiembre	0,3731	0,3399	0,3189	0,3077	0,3045	0,3088	0,3218	0,3452	0,3828
Octubre	0,5153	0,4460	0,3994	0,3707	0,3535	0,3466	0,3486	0,3601	0,3828
Noviembre	0,7987	0,6460	0,5508	0,4908	0,4529	0,4317	0,4224	0,4255	0,4393
Diciembre	0,9984	0,7673	0,6343	0,5526	0,5020	0,4698	0,4540	0,4517	0,4612

Con el criterio de máxima captación anual se ha obtenido un resultado de 40° para el ángulo de inclinación. Los datos presentados en la tabla 3.5 son la relación entre el consumo medio diario de la instalación y la radiación media solar anual.

Tabla 3.5. Resultados criterio de máxima captación solar.

Grados	0	10	20	30	40	50	60	70	80
Año	0,3960	0,3651	0,3455	0,3354	0,3337	0,3403	0,3563	0,3839	0,4274

En la figura 4 se ha comparado la radiación captada a partir de los dos criterios evaluados para determinar qué ángulo de inclinación es el óptimo y se presentan el número de días oscuros cada mes que se han definido anteriormente en la tabla 3.3.

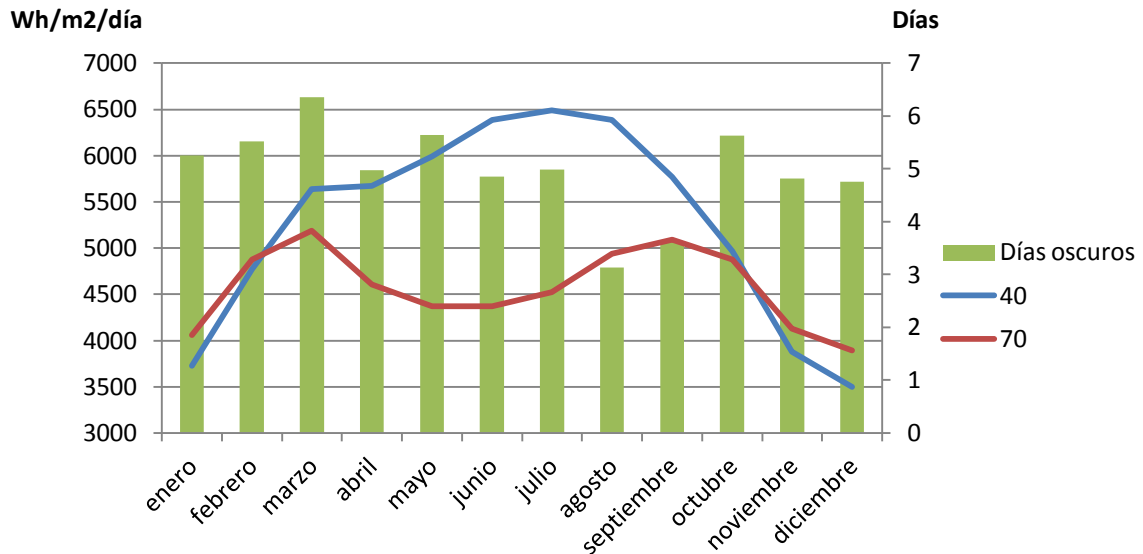


Figura 4. Radiación solar a 40° y 70° incluyendo los días oscuros.

Se puede observar en la figura 4 que con un ángulo de 40° se capta más radiación solar en los meses de marzo a octubre y menos en los meses de noviembre a febrero. Sucede lo contrario para el ángulo de 70°, aunque las diferencias entre la captación en invierno son menores.

En ambos casos se capta una radiación superior a la que la instalación necesita y de media anual, como es de esperar, se capta más radiación con una inclinación de 40°, pero aún así, se escoge el ángulo de inclinación de 70° para asegurar una buena captación y suministro en los meses de invierno, cuando empeoran las condiciones meteorológicas.

Se puede comparar el ángulo de 70° que pertenece a Diciembre, como mes más desfavorable, con el ángulo óptimo que calcula automáticamente el programa PVGIS para ese mes, que es de 67°, muy próximo al evaluado mediante el criterio del mes crítico. En la tabla 3.4 se observa que el siguiente valor mínimo para el mes de Diciembre corresponde a 60°, se puede deducir fácilmente que el ángulo óptimo se encontrará entre 60° y 70°, así que se ha escogido el ángulo de inclinación de 67° como ángulo óptimo para la orientación de los módulos fotovoltaicos.

3.3.5. Radiación solar total diaria por mes

La radiación solar para la zona donde se sitúa la instalación con el ángulo de inclinación óptimo calculado en el apartado anterior se puede extraer de la misma base de datos PVGIS.

En la tabla 3.6 se presentan los datos extraídos, la columna H_{67} , es la radiación solar que incidirá sobre las placas para cada mes, se corrige con una pérdida del 6 % debida a que la radiación del atardecer y amanecer no es suficiente para el correcto funcionamiento de los paneles.

Tabla 3.6. Radiación solar total diaria por mes.

	H ₀	H ₆₇	T _{24h}
Mes	[Wh/m ₂ /día]	[Wh/m ₂ /día]	[°C]
Enero	2010	3835,2	10,6
Febrero	2990	4624,8	10,5
Marzo	4340	4972,6	12,2
Abril	5210	4483,8	13,7
Mayo	6270	4305,2	16,7
Junio	7120	4342,8	20,4
Julio	7060	4474,4	22,6
Agosto	6160	4831,6	23,5
Septiembre	4710	4906,8	21,0
Octubre	3410	4643,6	18,3
Noviembre	2200	3901,0	14,0
Diciembre	1760	3666,0	11,7
Anual	4440	4418,0	16,3

3.3.6. Cálculo de las horas pico solar (HSP)

Las HSP son las horas del día equivalentes a una radiación solar constante de 1000 W/m². Es decir, en la tabla 3.7 cuando se habla de 3,84 HPS quiere decir que las 24 horas de ese día que la placa solar ha estado funcionando a diferentes radiaciones son equivalentes a haber estado funcionando 3,84 horas a una radiación constante de 1000 W/m². Dicho de otra manera, son la cantidad de horas útiles de las que se dispone para producir energía.

$$HSP(\alpha) = \frac{H(\alpha)[kJ/m^2/día]}{3600} \quad (9)$$

Se han calculado las HSP para el ángulo de inclinación óptimo de 67° a partir de la ecuación 9 y se presentan los resultados en la tabla 3.7 con la corrección del atardecer y amanecer ya aplicada.

Tabla 3.7. HPS para la zona con corrección del 6 %.

Mes	H ₆₇	H ₆₇	HPS
	[Wh/m ₂ ·día]	[kJ/m ₂ ·día]	[horas]
Enero	3835,20	13806,72	3,84
Febrero	4624,80	16649,28	4,62
Marzo	4972,60	17901,36	4,97
Abril	4483,80	16141,68	4,48
Mayo	4305,20	15498,72	4,31
Junio	4342,80	15634,08	4,34
Julio	4474,40	16107,84	4,47
Agosto	4831,60	17393,76	4,83
Septiembre	4906,80	17664,48	4,91
Octubre	4643,60	16716,96	4,64
Noviembre	3901,00	14043,60	3,90
Diciembre	3666,00	13197,60	3,67
Anual	4418,00	15904,80	4,42

3.3.7. Selección de los paneles fotovoltaicos

Se ha buscado un panel fotovoltaico que cumpla con los siguientes requisitos:

- Relación calidad precio sea competente.
- No se necesiten gran cantidad de módulos para suministrar la energía necesaria, evitando así un esfuerzo muy grande sobre el tejado.
- El módulo ha de estar acompañado de las fichas técnicas y documentación que indique la garantía y el rendimiento que el fabricante nos asegura durante la vida útil del módulo.

Por lo anterior se ha elegido el módulo A-P230 de la marca YURAKU con las características mostradas en la tabla 3.8, esta información se encuentra en la ficha técnica del producto adjuntada en el anexo 1.2 de la presente memoria. A partir de aquí se determina la potencia proporcionada por cada módulo teniendo en cuenta las HSP y se determina el número de paneles en paralelo y serie de la instalación.

Tabla 3.8. Características módulo A-P230 de YURAKU.

P_{\max} [W]	V_{mp} [V]	I_{mp} [A]	Aplicación	IP
230	30,25	7,63	DC 24 V	65

Es importante respetar el grado de protección IP que marca el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. Para exteriores el IP mínimo de los conjuntos ha de ser IP 65 y para los elementos de interior IP 20.

La energía proporcionada por cada módulo viene dada por la ecuación 10, donde se considera un rendimiento del módulo del 90 %, por ser de silicio policristalino, la corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}), la tensión de máxima potencia (V_{mp}) y las HSP para el ángulo óptimo del mes más desfavorable considerado, Diciembre como se demostró anteriormente.

$$E_{panel} = \eta_{panel} \cdot I_{mp} \cdot HSP(\alpha) \quad (10)$$

$$E_{panel} = 0,9 \cdot 7,63 \cdot 3,67 = 25,2 \text{ Ah/día} \quad (11)$$

El rendimiento del módulo representa un factor de pérdidas debidas a la suciedad en el módulo que pueda producir opacidad, y pérdidas por reflexión o conexión. A partir de las ecuaciones 12 y 13 se determinan los módulos en paralelo y en serie necesarios.

$$n_{pp} = \frac{C'_{total}}{E_{panel}} = \frac{170,45 \text{ Ah}}{25,2 \text{ Ah}} = 6,76 \text{ paneles} \rightarrow 7 \text{ paneles en paralelo} \quad (12)$$

$$n_{ps} = \frac{V_n}{V_{mp}} = \frac{24 \text{ V}}{30,15 \text{ V}} = 0,79 \text{ paneles} \rightarrow 1 \text{ panel en serie} \quad (13)$$

Finalmente, en la ecuación 14 se determinan los módulos fotovoltaicos totales que necesita la instalación.

$$n_{total} = n_{pp} \cdot n_{ps} = 7 \cdot 1 = 7 \text{ paneles} \quad (14)$$

3.3.8. Estudio de sombras y orientación

Se ha de evitar, en la medida de lo posible, que se produzcan sombras sobre la superficie de los módulos solares ya que perjudican la captación de la irradiación solar.

Sombras cercanas

Primero se estudia la posición que van a tener los módulos montados sobre el tejado para poder determinar si formarán sombra entre ellos.

La instalación dispone de una superficie de 62,27 m² con una longitud de 14,12 m en la cara sur del tejado donde se colocan los siete paneles de la instalación.

Estos paneles ocupan una superficie total de 11,37 m², menor que la superficie del tejado y puestos en una misma hilera ocupan una distancia de 6,69 m, también menor y suficiente para la longitud del tejado.

Por lo tanto, los paneles se disponen en una misma hilera, como se muestra en la figura 5, extraída del Ministerio de Hacienda y Administración Pública, el documento se encuentra en el anexo 1.1, a una única altura para no generar sombras entre ellos.

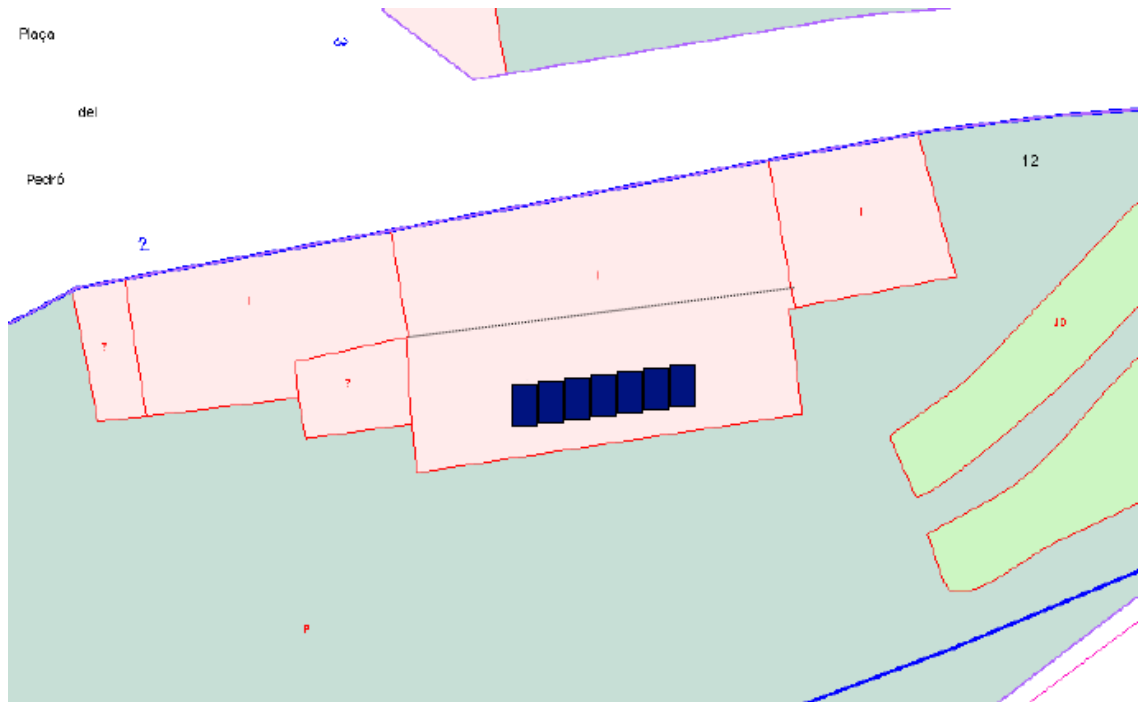


Figura 5. Presentación de las placas solares sobre la cara sur del tejado.

En este caso el tejado es una superficie plana, no es totalmente plano por las tejas, pero esto no afecta a la colocación de los módulos fotovoltaicos, sin ningún saliente, por este motivo tampoco existe ningún elemento constructivo propio que pueda generar sombra ni árboles con la altura suficiente para alcanzar el tejado.

Sombras lejanas

Las sombras lejanas son las formadas por elementos que se sitúan a cierta distancia de la instalación solar, en este caso otros edificios como el que está situado al norte de la vivienda (con una altura de 64 m sobre el nivel del mar) como se observa en la figura 6, extraída de Google Maps.

Éste edificio es el único susceptible de provocar alguna sombra por que el resto de terreno que envuelta la vivienda son solares planos a menor altura. Las alturas indicadas en la figura están en metros respecto al nivel del mar.



Figura 6. Trayectoria solar en la zona latitud de 41°.

Como se observa ningún edificio u elemento genera sombras sobre los módulos ya que están fuera de la trayectoria solar, por lo tanto no se prevén pérdidas por sombras.

La trayectoria solar se ha extraído de la figura 3.3 y de los ejemplos para calcular las pérdidas por inclinación del CTE DB HE 4, dicha figura se corresponde con la figura 7 de la presente memoria.

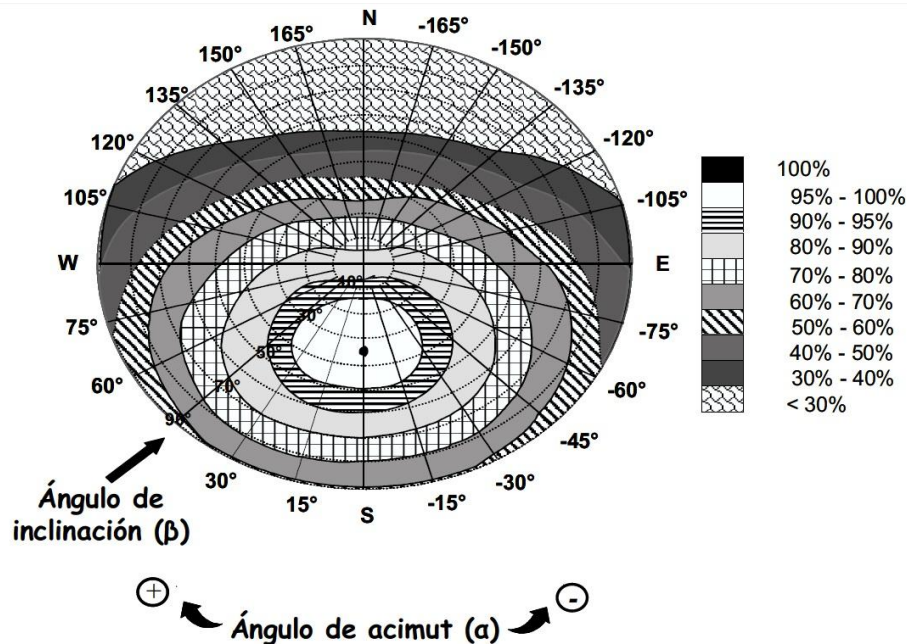


Figura 7. Porcentaje de energía solar útil como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

Las pérdidas por inclinación y orientación y las pérdidas por sombras no han de superar el 20 % ni el 10 %, respectivamente, según se define en la tabla 1 del Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Aisladas de Red.

Las pérdidas por sombras se han determinado en 0 y las de inclinación y orientación se calculan a partir de la figura 7, donde entramos con 67° del ángulo de inclinación (β) y hasta donde cruza con el sud (ángulo 0 de acimut o S en la figura 7). Se determinan las pérdidas por inclinación y orientación en un 10 – 20 %, suficientes para cumplir con lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Aisladas de Red.

3.3.9. Capacidad total del sistema de almacenamiento

Para dimensionar el sistema de almacenamiento se han tenido en cuenta la media de días nublados de cada mes que hay en la zona, como se muestra en la tabla 3.3 anterior, y se eligen 7 días de autonomía para evitar problemas en el mes de Marzo que tiene una media de días nublados de 6,36 días.

Se ha elegido el acumulador estacionario TYS12 de la marca EcoSafe con las características mostradas en la tabla 3.9, esta información se encuentra en la ficha técnica del producto adjuntada en el anexo 1.3 de la presente memoria.

Tabla 3.9. Características acumulador TYS12 de EcoSafe.

V_n [V]	C_{bat} [Ah]	Tipo	IP
2	1825	Pb ácido	65

A efectos de calcular la capacidad de almacenamiento (C_{alm}) de la instalación, se ha considerado una profundidad de descarga máxima del 70 % por el tipo de tecnología de plomo ácido utilizada en la batería. A partir de la ecuación 15 se evalúa la capacidad de almacenamiento del conjunto de los elementos que forman la batería.

$$C_{alm} = \frac{C'_{total} \cdot D_{aut}}{P_{D,max}} \quad (15)$$

$$C_{alm} = \frac{170,45 \text{ Ah} \cdot 7}{0,7} = 1704,5 \text{ Ah} \quad (16)$$

Mediante las ecuaciones 17 y 18 se determinan los elementos en paralelo y en serie que forman el conjunto de la batería.

$$n_{BP} = \frac{C_{alm}}{C_{bat}} = \frac{1704,5 \text{ Ah}}{1825 \text{ Ah}} = 0,93 \text{ elementos} \rightarrow 1 \text{ elemento en paralelo} \quad (17)$$

$$n_{BS} = \frac{V_n}{V_{bat}} = \frac{24 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 12 \text{ elementos} \rightarrow 12 \text{ elementos en serie} \quad (18)$$

Finalmente, con la ecuación 19 se calcula el número total de elementos o vasos que formarán la batería.

$$n_{total} = n_{BP} \cdot n_{BS} = 1 \cdot 12 = 12 \text{ elementos} \quad (19)$$

3.3.10. Dimensionado del regulador

Para escoger el regulador se calcula la corriente proporcionada por el conjunto fotovoltaico considerando un término de seguridad de un 20 % que se determina con la ecuación 20. Se considera un rendimiento del módulo de 90 % por ser de silicio policristalino.

$$I_G = 1,2 \cdot n_{PP} \cdot \frac{\eta_{mod} \cdot P_{mp}}{V_{mp}} \quad (20)$$

$$I_G = 1,2 \cdot 7 \cdot \frac{0,9 \cdot 230 \text{ W}}{30,15 \text{ V}} = 57,67 \text{ A} \quad (21)$$

A partir de la ecuación 22 se calcula la corriente de salida del regulador.

$$I_L = \frac{P_{AC}}{\eta_{inv} \cdot V_{nom}} \quad (22)$$

$$I_L = \frac{1747 \text{ W}}{0,92 \cdot 24 \text{ V}} = 79,12 \text{ A} \quad (23)$$

Donde P_{AC} es la potencia de la instalación de la vivienda. Finalmente, con la ecuación 24 se busca el máximo de los dos valores anteriores que se usa para escoger el regulador adecuado.

$$I_{regulador} = \max\{I_G, I_L\} = 79,12 \text{ A} \quad (24)$$

Como se calcula en las ecuaciones anteriores, el regulador ha de soportar una intensidad en los bornes de salida de 79,12 A y en los bornes de entrada de 57,67 A.

Se ha escogido el regulador MPPT 80C de la marca ATERSA con las características mostradas en la tabla 3.10, esta información se encuentra en la ficha técnica del producto adjuntada en el anexo 1.4 de la presente memoria.

Tabla 3.10. Características regulador MPPT 80C de artesa.

$V_{Trabajo}$ [V]	$I_{Entrada}$ CC [A]	I_{Salida} CC [A]	IP
24	70	80	31

3.3.11. Dimensionado del inversor (convertidor DC/AC)

Para suministrar la energía necesaria en AC para la instalación se ha de seleccionar un inversor que transforme de DC a AC y entregue la potencia necesaria para alimentar todas las cargas.

A partir de la ecuación 25 se calcula la potencia que el inversor ha de suministrar a la instalación con un rendimiento del 92 %, extraído del inversor que se ha escogido y se utiliza la potencia total que suman todas las cargas receptoras instaladas en la vivienda, que es de 1747 W.

$$P_{inv} = \frac{P_{AC}}{\eta_{inv}} \quad (25)$$

$$P_{inv} = \frac{1747 \text{ W}}{0,92} = 1898,91 \text{ W} \quad (26)$$

Según la ecuación 26 se necesita suministrar a la red de la vivienda 1898,91 W en AC y para ello se ha escogido el modelo Phoenix C24/2000 de la marca VICTRON ENERGY con las características técnicas mostradas en la tabla 3.11, esta información se encuentra en la ficha técnica del producto adjuntada en el anexo 1.5 de la presente memoria.

Tabla 3.11. Características inversor Phoenix C24/2000 de VICTRON ENERGY.

V _{Entrada} CC [V]	Rendimiento [%]	V _{Salida} CA [V]	P _{salida} [W]	IP
< 66	92	230 (60 Hz)	2000	21

3.3.12. Dimensionado del cableado

El cableado de la instalación se divide en cableado para corriente continua (DC) y cableado para corriente alterna (AC) en los siguientes tramos:

- De los módulos fotovoltaicos al regulador (I_{m-r}).
- Del regulador a las baterías (I_{r-b}).
- De la batería al inversor (I_{b-i}).
- Del inversor hasta el ICP de la vivienda (I_{i-ICP}).

El último tramo se corresponde con corriente alterna y usará cableado específico AC. Este tramo hace la función de acometida y puede ir conectado al fusible de seguridad que hay antes del contador o, en el caso de ausencia de contador, se conecta directo al interruptor de control de potencia (ICP).

A la hora de realizar los cálculos se ha considerado un margen de seguridad de un 20 %.

Para seleccionar las secciones de los conductores primero se calculan las intensidades que circularán por cada tramo, las ecuaciones de la 27 a la 30 determinan las corrientes de cada tramo nombrado anteriormente. Para la I_G no se tiene en cuenta el margen de seguridad por que ya se ha aplicado en la ecuación 20.

$$I_{m-r} = I_G = 57,67 \text{ A} \quad (27)$$

$$I_{r-b} = 1,2 \cdot \frac{P_{AC}}{\eta_{inv} \cdot V_n} = 1,2 \cdot I_L = 94,94 \text{ A} \quad (28)$$

$$I_{b-i} = 1,2 \cdot \frac{P_{AC}}{\eta_{inv} \cdot V_n} = 1,2 \cdot I_L = 94,94 \text{ A} \quad (29)$$

$$I_{i-ICP} = 1,2 \cdot \frac{1747 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 9,11 \text{ A} \quad (30)$$

Un parámetro necesario para determinar las secciones del cableado es la conductividad (σ) del cobre y se utilizará cobre con una conductividad de $54 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ (en interiores a 30°C) y una conductividad de $47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ (en la superficie del tejado a 70°C).

Se tiene en cuenta la caída de tensión máxima (ΔV) de un 3 % permitida por la ITC-BT-19 apartado 2.2.2 y las intensidades máximas admisibles por los conductores por el apartado 2.2.3.

Tal y como se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, sección 5.8.2, la caída de tensión deberá ser como máximo del 1,5 %, en vez de un 3 % por que se escoge la más restrictiva, en los conductores para los cálculos que se realizan con la ecuación 31 y se sobredimensiona la sección un 20 %.

$$S_c = 2 \cdot \frac{L \cdot I}{\sigma \cdot U} \cdot 1,2 \quad (31)$$

Donde:

- L es la longitud del tramo en metros.
- I la corriente en amperios que circula por el tramo, calculadas en las ecuaciones anteriores de la número 27 a la 30.
- σ es la conductividad del material del conductor en $\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.
- U es la tensión en voltios una vez aplicada la caída de tensión.

En la tabla 3.12 se presentan los resultados obtenidos a partir de la ecuación 31, se puede encontrar un esquema de conexiónado y resumen de los tramos de la instalación en el plano número 1 adjuntado en la carpeta de planos.

Tabla 3.12. Secciones cableado instalación.

	V_n	ΔV	U	L	I	S_c	S_{norm}
	[V]	[%]	[V]	[m]	[A]	[mm ²]	[mm ²]
m-r	24 DC	1,5	0,36	5	57,67	40,90	50
r-b	24 DC	1,5	0,36	2	94,94	23,44	25
b-i	24 DC	1,5	0,36	2	94,94	23,44	25
i-ICP	230 AC	1,5	3,45	3	9,11	0,35	6

El tramo del inversor al ICP (i-ICP) se corresponde con la derivación individual de una instalación normalizada conectada a red para un único usuario, por ello se siguen las especificaciones de la ITC-BT-15 del RBT donde se indica que la caída de tensión máxima en este tramo es de 1,5 % y la sección mínima del conductor ha de ser de 6 mm², también se indica que el diámetro mínimo de los tubos ha de ser de 32 mm².

El hilo de mando de 1,5 mm² de sección se instalará por cumplir la normativa, si no está instalado. Aunque en este caso carecerá de uso debido a que se trata de un sistema aislado de la red y este conductor es el encargado de aplicar las diferentes tarifas de red.

El cable escogido para los circuitos en continua es especial para fotovoltaica, denominado DZ-K con aislamiento XLPE de tensión nominal 0,6/1 kV, no propagadores de incendios y con emisión de humos y opacidad reducida. Para el cableado en alterna se utilizará cable RZ1-K (AS) con aislamiento XLPE de tensión nominal 0,6/1 kV no propagadores de incendios y con emisión de humos y opacidad reducida. Los cables de protección serán del tipo RZ1-K como en una instalación común de AC. La ficha técnica con los datos del tipo de cable se encuentran en el anexo 1.6 de la presente memoria.

El código de colores de los cables se define a partir de la ITC-BT-19 y será, para cada tramo:

- Verde-amarillo para protección.
- Marrón para fase en AC, no se usará el negro.
- Azul para neutro en AC.
- Rojo para fase en DC.
- Negro para neutro en DC.

Se comprueba en la tabla 3.13 que las intensidades máximas admisibles por los cables no sean superadas en ningún momento por las corrientes que van a circular por los conductores. Las intensidades máximas admisibles se extraen de la tabla 1 de la ITC-BT-19.

Tabla 3.13. Máximas intensidades soportadas por el cableado.

	Sección [mm ²]	I _{máx.} [A]	I [A]
m-r	50	145	57,67
r-b	35	119	94,94
b-i	35	119	94,94
i-ICP	6	40	9,11

Todo el cableado se instala por tubos en montaje superficial, en la tabla 3.14 se indican las dimensiones de las canalizaciones para 3 conductores según la tabla 2 de la ITC-BT-21 del RBT. Se tiene en cuenta el conductor de protección cuya sección se da en la tabla 3.15 del siguiente apartado.

Tabla 3.14. Sección de los tubos.

	S _{fase} [mm ²]	S _{protección} [mm ²]	Diámetro [mm]
m-r	50	25	50
r-b	35	16	40
b-i	35	16	40
i-ICP	6	6	32

3.3.13. Dispositivos de protección y puesta a tierra

Puesta a tierra

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red sección 5.9.1, no es necesario diseñar la instalación con un sistema de puesta a tierra debido a que la tensión es inferior a 48 V.

Sin embargo se ha considerado importante para la seguridad de la instalación y de los usuarios, conectar todas las masas metálicas con el sistema de tierra de la vivienda (al borne principal de tierra), para evitar diferencias de potencial peligrosas, permitir la descarga a tierra de las corrientes de defectos o las de descarga de origen atmosférico. Además, los fabricantes de los elementos seleccionados recomiendan y explican en su documentación como realizar dicha conexión.

Las masas metálicas a conectar serán: la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos, el regulador e inversor y la bancada de la batería.

Con el fin de realizar la conexión de puesta a tierra se dimensiona un conductor de protección de cobre con distintivo de puesta a tierra con las secciones definidas en la tabla 3.15, estas secciones se determinan a partir de la tabla 2 de la ITC-BT-18 del RBT.

Tabla 3.15. Secciones de los conductores de protección.

	Sección de fase [mm ²]	Sección de protección [mm ²]
m-r	50	25
r-b	25	16
b-i	25	16
i-ICP	6	6

La vivienda debería de disponer de un sistema de tierras ya en servicio pero diseñado para no dar lugar a tensiones de contacto superiores a 50 V ya que el interior de la vivienda se corresponde con un emplazamiento seco no conductor.

Para el caso de incorporar la estructura de los módulos solares se ha de cambiar esta tensión de contacto a 24 V, como se indica en la ITC-BT-18 del RBT, por entenderse como emplazamiento conductor ya que está a la intemperie.

En la ecuación 32 se calcula la resistencia máxima que puede tener la puesta a tierra para poder dimensionar el sistema de piquetas. Se utiliza una intensidad determinada por la sensibilidad del diferencial de la vivienda que es de 30 mA.

$$R_{m\acute{a}x} = \frac{V_c}{I} \quad (32)$$

$$R_{m\acute{a}x} = \frac{24}{0,03} = 800 \, \Omega \quad (33)$$

El sistema de tierras no puede superar la resistencia de la ecuación 33, para ello se utiliza una piqueta normalizada de 2 metros y diámetro de 14 mm de cobre desnudo enterrado a una profundidad de 0,5 m y conectada al borne principal de tierras por un cable de cobre desnudo de sección 35 mm² como marca la ITC-BT-18, se aprovechará el conductor que ya esté instalado con la nueva pica.

En la ecuación 34 se determina la nueva resistencia del sistema de puesta a tierras que es inferior al resultado de la ecuación 33.

$$R_T = \frac{\rho}{L \cdot n} \quad (34)$$

Donde:

- R_T es la resistencia de la puesta a tierra en Ω .

- ρ es la resistividad del terreno. La vivienda si sitúa en un terreno cultivable y fértil, terraplén compacto y húmedo al que le pertenece una resistividad de $50 \Omega/\text{m}$.
- L es la longitud de la pica en metros.
- N es el número de picas que formarán la puesta a tierra.

$$R_T = \frac{50}{2 \cdot 1} = 25 \Omega \quad (35)$$

La nueva tensión de contacto se calcula con la ecuación 34 y deberá ser inferior al valor establecido por el ITC-BT-18 RBT de 24 V.

$$V_c = R_T \cdot I \quad (34)$$

$$V_c = 25 \cdot 0,03 = 0,75 \text{ V} \quad (35)$$

Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

Para proteger la instalación se siguen las recomendaciones e indicaciones de los fabricantes de los elementos que conforman el conjunto de la instalación.

El inversor requiere de fusibles e interruptores automáticos en las fases de DC y AC que provienen del regulador y del ICP, de la misma manera, el regulador se protege con fusibles e interruptores automáticos en las fases que provienen de los módulos y de la batería.

Es importante destacar que, como se muestra en el plano número 1 adjunto en la carpeta de planos, el tramo del regulador a la batería y de la batería al inversor es el mismo punto eléctrico, por ello el fusible e interruptor automático del tramo regulador batería ya protege el tramo de la batería al inversor.

Los fusibles seleccionados son cartuchos fusibles de cuchilla para DC, específicos para instalaciones fotovoltaicas, del modelo NH gPV 1000V DC de la marca DF Electric con poder de corte de 30 kA. Las características técnicas se encuentran en el anexo 1.7 de la presente memoria.

Para seleccionar la intensidad nominal de los fusibles se sigue el criterio de la ecuación 32, donde I_b es la intensidad de la fase, I_n la intensidad nominal del fusible e $I_{m\acute{a}x}$ la intensidad máxima soportada por el conductor aplicándole un factor de reducción. Los resultados se presentan en la tabla 3.16.

$$I_b \leq I_n \leq 0,9 \cdot I_{m\acute{a}x} \quad (32)$$

Por su parte los interruptores automáticos que se van a utilizar han de soportar una intensidad de 57,67 A como máximo en el tramo de los módulos al regulador y de 94,94 en el tramo de la batería al inversor, de este modo se eligen los magneto térmicos de 2 polos de 125 V DC de la marca CB Tech de los calibres 60 y 100 A de curva C que son los indicados para instalaciones domésticas y residenciales. Las características técnicas del seccionador se encuentran en el anexo 1.8 de la presente memoria.

Tabla 3.16. Intensidad nominal de los fusibles.

	I_b [A]	I_n [A]	$0,9 \cdot I_{m\acute{a}x}$ [A]
m-r	57,67	63	130,5
r-b	94,94	100	107,1

Para el caso de la línea del inversor al ICP no se instalará fusible ni interruptor automático porque ya queda protegido por el mismo ICP.

Por último se instala un dispositivo de protección contra sobretensiones (descargador de sobretensión) del tipo II por tratarse de una vivienda equipada con electrodomésticos, tal y como se indica en la ITC-BT-23 del RBT.

Este dispositivo sirve para proteger la instalación y los equipos de sobretensiones de origen atmosférico, en este caso, estas sobretensiones pueden ser atraídas por la estructura metálica del soporte de los módulos solares.

Se escoge el modelo SA2 DG 600M2 de la marca LOVATO que se instala en la línea que sale de los módulos hasta el regulador protegiendo así los aparatos de la instalación fotovoltaica. La ficha técnica se encuentra en el anexo 1.9 de la presente memoria.

Respecto al ICP, IGA, descargador de sobretensión e ID

El interruptor de control de potencia (ICP) únicamente se utiliza para limitar la potencia consumida por la instalación de la vivienda y se dimensiona en función de la potencia contratada con la compañía, es obligatoria su instalación en cualquier instalación de una vivienda. Se entiende que la vivienda del estudio dispondrá de su ICP pero puede que este sobredimensionado para la potencia antigua, para la nueva potencia corresponde un ICP de 10 A (2300 W máximo de los 1747 W que se definen en el dimensionado). En cualquier caso no será objeto de cambio si está sobredimensionado porque no influirá en el funcionamiento de la instalación.

Por su parte, el interruptor general automático (IGA) y el interruptor diferencial (ID), estarán dimensionados a 25 A si la potencia de la vivienda no superaba los 5750 W, si fuere así se dejarán al mínimo de 25 A.

El descargador de sobretensiones obligado en cualquier instalación de una vivienda se mantendrá igual que el que ya hubiese instalado después del IGA.

3.3.14. Estructura y anclaje

El tejado de la vivienda tiene un ángulo de 30° respecto a la base horizontal y se necesitan 67° para la inclinación de los módulos fotovoltaicos, por ello se escoge una estructura regulable que permita establecer 37° más sobre el tejado para alcanzar los 67° requeridos.

Se escoge el sistema de montaje sobre cubiertas a dos aguas modelo Compact Vario de la marca Schletter, presentado en la figura 8.

Este modelo permite la colocación sobre tejados con inclinación (con tejas) y además puedes escoger el ángulo de inclinación que tendrá la estructura. También se escogen de la misma marca sus pinzas de puesta a tierra para la estructura y los módulos.

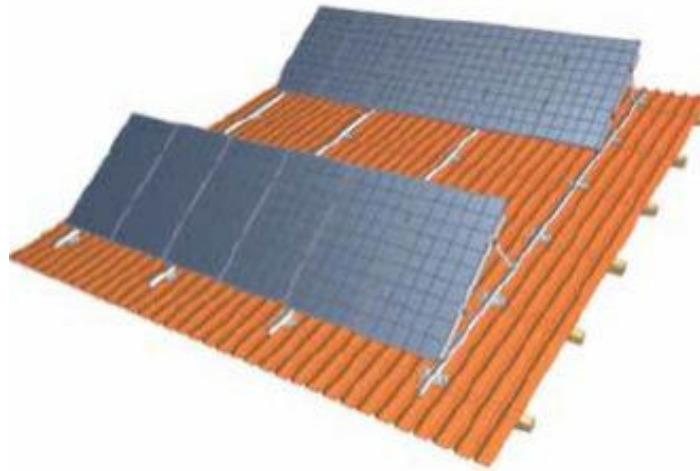


Figura 8. Estructura Compact Vario de Schletter.

Se evalúa si la cubierta de la vivienda puede soportar el peso de los módulos solares y su estructura de anclaje. Para ello, a partir del Código Técnico de la Edificación, en el apartado de seguridad estructural se determina la sobrecarga máxima permitida en la cubierta con la tabla 3.1 que da un valor de 400 N/m² para cubiertas ligeras sobre correas.

Con la ecuación 33 se calcula el peso por superficie que ejercen el conjunto de módulos sobre la cubierta y se sobredimensiona un 230 % para representar el peso debido a la estructura y los esfuerzos provocados por el viento, el peso se mantiene inferior a los 400 N/m² de máximo permitido.

$$p = 2,3 \cdot \frac{P_{\text{módulo}} \cdot g \cdot n_{\text{módulos}}}{S} \quad (33)$$

$$p = 2,3 \cdot \frac{20,2 \cdot 9,81 \cdot 7}{11,37} = 280,6 \text{ N/m}^2 \quad (34)$$

Donde:

- p es la presión debido al peso en N/m².
- $P_{\text{módulo}}$ es el peso en kg de cada módulo.
- g es la gravedad de 9,81 N/m.
- $n_{\text{módulos}}$ es el número de módulos que forman la instalación.

Como se ha comprobado con el resultado de la ecuación 34, hay margen suficiente para aguantar el peso de los módulos y la estructura y, además, soportar una posible fuerza debida al viento.

3.4. Previsión de funcionamiento

En este apartado se ha realizado un resumen de los datos que han sido presentados en el apartado 3.3 de dimensionado y se ha realizado una previsión de funcionamiento teniendo en cuenta la generación y los consumos que se producen cada mes y la media anual para realizar un balance de energías de la instalación y tener una idea clara del sistema y poder valorarlo.

3.4.1. Resumen de la instalación

La instalación solar fotovoltaica tendrá una potencia instalada de 1610 W para mantener un consumo diario de 2205,65 Wh/día en la vivienda. En la tabla 3.17 se definen todas las características de la instalación.

Tabla 3.17. Características de la instalación.

	Unidad	Valor
Potencia instalada	[W]	1610
Tensión del sistema	[V]	24DC/230AC
Núm. de módulos en paralelo / serie	-	7 / 1
Núm. de baterías en paralelo / serie	-	1 / 12
Inclinación de los módulos	[°]	67
Azimut de los módulos	[°]	0
Orientación de los módulos	-	Sur
η del módulo (captación)	[%]	14,16
η del módulo por suciedad/reflexión	[%]	90
η por inclinación y orientación	[%]	90
η conexionado y otros	[%]	85
η por efecto Joule y c.d.t.	[%]	90
η debido a autoconsumos	[%]	95
η debido a la temperatura	[%]	90
η del regulador	[%]	90
η de la batería	[%]	95
η del inversor	[%]	92

3.4.2. Previsión de generación y consumos

A continuación, en la tabla 3.18, se realiza una previsión mes a mes y con la media anual de los consumos y la energía que generará la instalación solar fotovoltaica indicando la radiación solar incidente, en términos de energía, que captarán los módulos y el balance de cada mes.

Tabla 3.18. Previsión de generación y consumos.

	Radiación 67°	HSP	Producción	Consumo	Balance
	[Wh/día]	[h]	[Wh/día]	[Wh/día]	[Wh/día]
Enero	43594,72	3,84	2572,55	2205,65	366,90
Febrero	52570,10	4,62	3102,19	2205,65	896,54
Marzo	56523,54	4,97	3335,49	2205,65	1129,84
Abril	50967,35	4,48	3007,61	2205,65	801,96
Mayo	48937,21	4,31	2887,81	2205,65	682,16
Junio	49364,61	4,34	2913,03	2205,65	707,38
Julio	50860,50	4,47	3001,31	2205,65	795,66
Agosto	54920,80	4,83	3240,91	2205,65	1035,26
Septiembre	55775,60	4,91	3291,35	2205,65	1085,70
Octubre	52783,80	4,64	3114,80	2205,65	909,15
Noviembre	44342,67	3,90	2616,69	2205,65	411,04
Diciembre	41671,42	3,67	2459,05	2205,65	253,40
Anual	50913,93	4,48	3004,46	2205,65	798,81

En la tabla 3.18, la radiación a 67° representa la radiación solar que incidirá sobre la superficie total de los módulos fotovoltaicos (11,37 m²) con el ángulo de inclinación escogido de 67° y las HPS son las horas pico solar de cada mes.

La producción indica la energía que es capaz de suministrar el sistema fotovoltaico con las pérdidas incluidas, el consumo hace referencia al consumo diario de la vivienda sin tener en cuenta las pérdidas de la instalación fotovoltaica y, por último, el balance indica la energía sobrante del sistema para cada mes, energía que se produce pero no será consumida.

Como se observa y es de esperar el balance mínimo corresponde al mes de Diciembre, el mes para el cual se ha optimizado la instalación y, además, se

dispone en todos los meses de un sobrante de energía que permite dotar a la instalación de un margen de seguridad más.

A partir de los datos de la tabla 3.18 se realiza el gráfico de la figura 9 para comparar consumo, producción y balance, donde se comprueba que el margen disponible no es excesivo para ningún mes.

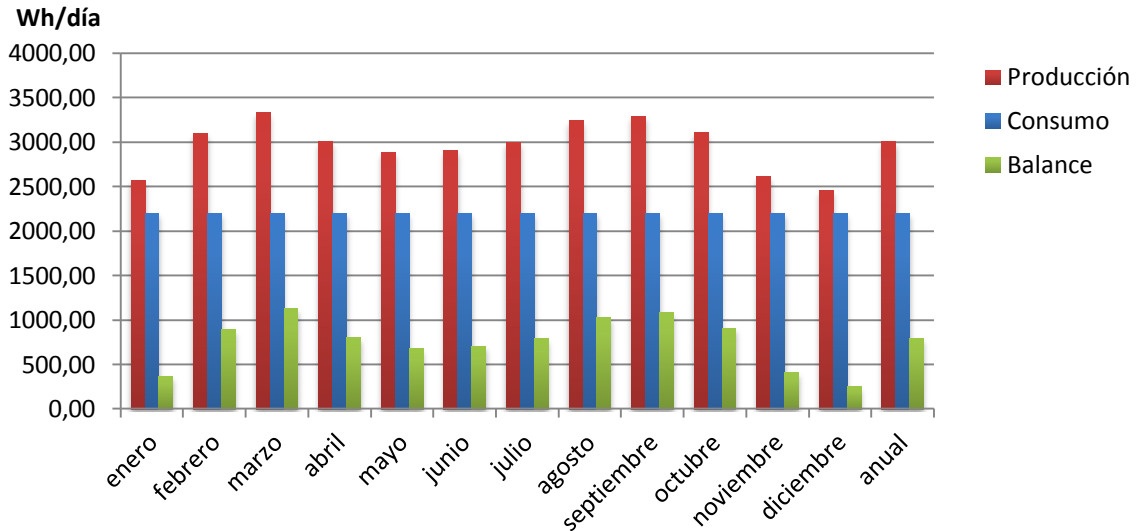


Figura 9. Comparación de generación y consumo.

Al disponer un margen positivo en todos los meses se deduce que el sistema de almacenamiento no sufrirá grandes descargas.

Al trabajar con medias mensuales se entiende que algunos días el consumo estará por encima de la producción y las baterías suministrarán la diferencia necesaria, mientras que otros días la producción estará por encima y se recargarán las baterías.

A nivel anual, la instalación está sobredimensionada para dar un 25,8 % más de energía que la energía prevista que se va a consumir diariamente. Con este margen se pueden mantener consumos mayores al previsto.

3.4.3. Balance de energías

A partir de los datos de la instalación y de los valores de energía de las tablas 3.17 y 3.18 respectivamente se ha realizado el balance de energías de la instalación que se representa en el esquema de la figura 9.

El balance de energías de la figura 9 se ha realizado a partir del valor anual de radiación solar incidente en la zona, los rendimientos de cada uno de los componentes de la instalación y los rendimientos provocados por otros factores como la temperatura, suciedad, reflexión o efecto Joule.

En el balance energético se observa que la mayor pérdida de energía se produce en la captación de la radiación solar por parte del conjunto de módulos solares fotovoltaicos.

Ésta pérdida se debe al bajo rendimiento que tiene la tecnología fotovoltaica, con una media de 15 % y un máximo de 20 %, que por el momento no es posible superar para aplicaciones comerciales.

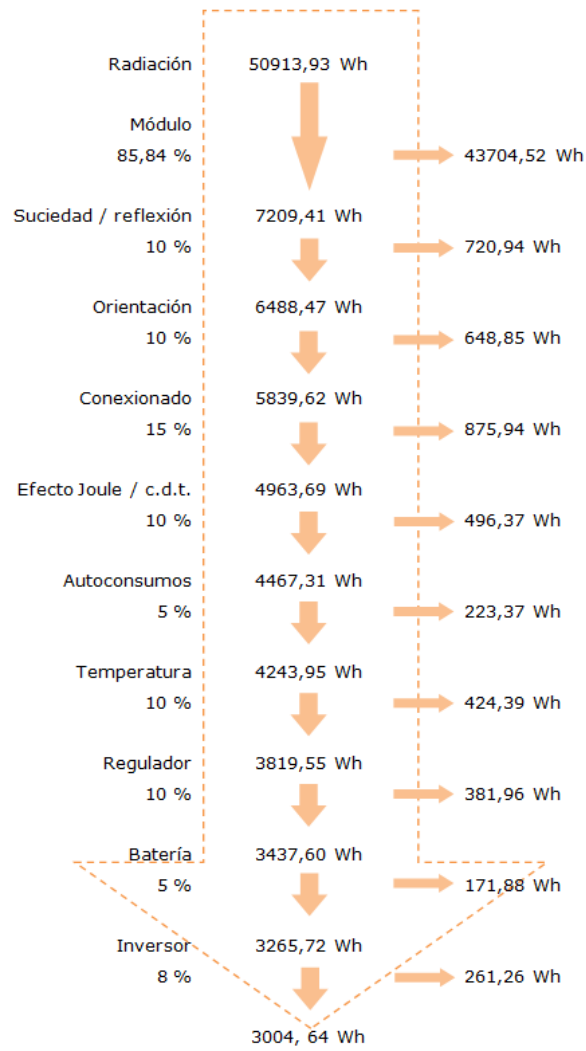


Figura 9. Esquema balance de energías.

En el siguiente gráfico de la figura 10 se representan las pérdidas de manera porcentual y se puede apreciar claramente que las mayores pérdidas corresponden al bajo rendimiento de las placas solares.

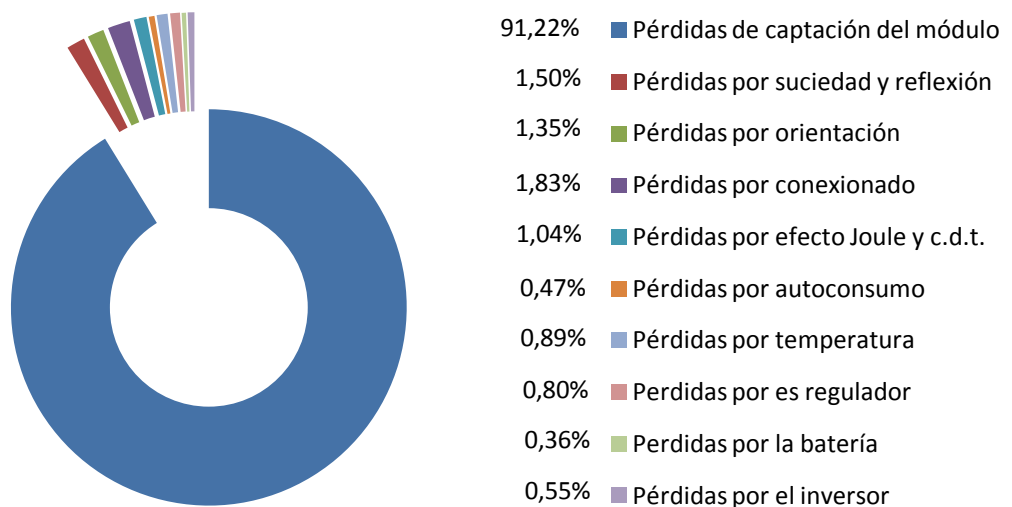


Figura 10. Pérdidas en la instalación.

3.5. Documentación requerida

En el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Aisladas de Red se indica, en el apartado 6, que la instalación solar fotovoltaica ha de ir acompañada de cierta documentación.

Por parte de una oficina técnica o un despacho de ingenieros se ha de facilitar toda la información necesaria para que el instalador pueda entregar los documentos necesarios a su cliente. Estos documentos son:

- Listado del suministro de componentes, materiales y manuales de uso.
- Documento del mantenimiento de la instalación.

3.5.1. Componentes y materiales

En la tabla 3.19 se especifican todos los materiales utilizados para esta instalación, desde los elementos principales hasta los de soporte y anclaje indicando un precio orientativo al instalador para que pueda realizar su presupuesto.

Los precios indicados del coste del material utilizado en la instalación son PVP (precio de venta al público) y ya incluyen el IVA del 21 % correspondiente y los portes. Sobre el PVP, las empresas ofrecen este precio al cliente final, pero realizan grandes descuentos si el cliente es un instalador, una empresa o un despacho de ingenieros o, también, si compran material en grandes cantidades.

Estos descuentos pueden ser hasta del 50 % en según qué tipo de productos, para el presente estudio se considera un descuento general del 10 %.

Tabla 3.19. Lista de componentes y materiales.

Material	Unidades	Coste [€]	Coste [€]
A-P230 (YURAKU)	7 uds.	195,91 €/ud.	1.371,37
TYS12 (EcoSafe)	12 uds.	422,16 €/ud.	5.065,92
Bancada de baterías *	1 uds.	303,96 €/ud.	303,96
MPPT 80C (ATERSA)	1 uds.	982,88 €/ud.	982,88
Phoenix C24/2000 (Victron)	1 uds.	934,00 €/ud.	934,00
PV ZZ-F 50 mm ² rojo	5 m	8,97 €/m	44,85
PV ZZ-F 50 mm ² negro	5 m	8,97 €/m	44,85
PV ZZ-F 25 mm ² rojo	4 m	5,08 €/m	20,32
PV ZZ-F 25 mm ² negro	4 m	5,08 €/m	20,32
RZ1-K 25 mm ² (tierra)	5 m	2,89 €/m	14,45

RZ1-K 16 mm ² (tierra)	4 m	1,84 €/m	7,36
RZ1-K 6 mm ² (azul, marrón, tierra)	9 m	1,01 €/m	9,09
Piqueta de cobre L2 m D14 mm	1 uds.	11,22 €/ud.	11,22
Abrazadera para piqueta	1 uds.	1,18 €/ud.	1,18
Fusibles NH gPV 1000 V, 63, 100 A	4 uds.	8,73 €/ud.	34,9
Base fusible NH gPV 63, 100 A	4 uds.	3,62 €/ud.	14,48
CB Tech 2P DC 60, 100 A, curva C	2 uds.	49,25 €/ud.	98,50
Bornes de conexión SIRCO DC	6 uds.	1,45 €/ud.	8,70
SA2 DG 600M2 LOVATO	1 uds.	66,94 €/ud.	66,94
Hager ICP-M MP de 2P 7,5A	1 uds.	69,01 €/ud.	69,01
Armario 500x400x210 Delvalle	1 uds.	36,33 €/ud.	36,33
Carril DIN 35 mm L2m	1 uds.	13,74 €/ud.	13,74
Estructura Compact Vario	1 uds.	339,44 €/ud.	339,44
Tubo rígido PVC D50 mm	5 m	5,42 €/m	27,10
Tubo rígido PVC D40 mm	4 m	4,13 €/m	16,52
Tubo rígido PVC D32 mm	3 m	3,05 €/m	9,15
Curva flexible tubo PVC D50 mm	2 uds.	6,81 €/ud.	13,62
Curva flexible tubo PVC D40 mm	2 uds.	5,94 €/ud.	11,88
Curva flexible tubo PVC D32 mm	2 uds.	2,35 €/ud.	4,70
Soporte tubo PVC D50 mm	5 uds.	0,99 €/ud.	4,95
Soporte tubo PVC D40 mm	10 uds.	0,61 €/ud.	6,10
Soporte tubo PVC D32 mm	5 uds.	0,47 €/ud.	2,35
Tornillería y tacos	-	50,00 €	50,00
		Sub total	9.660,18
		Descuento PVP 10 %	- 966,02
		TOTAL	8.694,16 €

* La bancada de las baterías la suministra a medida el distribuidor de las mismas, con un coste del 6 % del valor total de las baterías.

3.5.2. Plan de mantenimiento

A continuación se elabora el plan de mantenimiento que exige formalizar el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Aisladas de Red. Éste plan de mantenimiento constará de un mantenimiento preventivo y un mantenimiento correctivo.

Mantenimiento preventivo

Para instalaciones que estén dotadas de un sistema de monitorización la revisión preventiva se realizará cada 6 meses, el mismo software suministrado con la unidad de monitorización recordará al usuario de la próxima fecha de revisión.

En este mantenimiento se realizarán las siguientes actividades incluyendo las respectivas necesarias al sistema de monitorización:

- Comprobar la calibración y limpieza de los medidores.
- Comprobar el funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos.
- Comprobar la lectura y el correcto almacenamiento de datos.
- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación y revisión de anclajes.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores y limpieza del mismo.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad y fusibles.

Mantenimiento correctivo

El plan de mantenimiento correctivo incluye todas las operaciones de sustitución necesarias, tanto en el período de garantía como después.

En este mantenimiento se realizarán las operaciones necesarias y las sustituciones de material cuando sea preciso, es mantenimiento ha de cumplir con los siguientes puntos:

- Se visitará la instalación en un plazo de 48 horas si la instalación no funciona o de una semana si la instalación puede continuar funcionando, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.

- Se realizarán los análisis y los presupuestos de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. No estarán incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

3.5.3. Garantía de la instalación

La garantía de la instalación será válida siempre y cuando el usuario o cualquier persona, exceptuando el encargado o empresa encargada del mantenimiento, no manipule ninguno de los elementos de la instalación, en tal caso, la garantía quedará anulada y no cubrirá ningún fallo ocurrido después de dicha manipulación.

Plazos de garantías

La garantía tendrá una validez de tres años, tanto en los elementos como en el montaje. Para los módulos solares el plazo será de ocho años, teniendo en cuenta los rendimientos que el fabricante asegura, en este caso, los módulos A-P230 de YURAKU tienen una garantía de 10 años funcionando al 90 % del rendimiento especificado y 80 % a los 25 años.

Durante el período que la instalación este inactiva se sumará dicho tiempo al plazo de garantía prolongándolo.

Condiciones económicas

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

3.6. Documentación de la unidad

En el presente proyecto se elabora la unidad de monitorización de la instalación, por ello está en nuestro deber realizar la documentación que le acompañe, necesaria para cumplir con las condiciones expresadas en el apartado 3.5.

Dicha documentación se encuentra en el anexo 1.21 de la presente memoria.

CAPÍTULO 4: CAPTACIÓN Y DISPOSICIÓN

En el presente capítulo se introducen las variables a sensor y cómo van a ser sendadas, además se estudia la disposición de los sensores y la placa de monitorización para facilitar la instalación por parte del cliente.

Para adaptarnos a la instalación de ejemplo se ha decidido incluir el sistema de monitorización dentro de la caja de protecciones que incluirá los interruptores automáticos, los fusibles y el descargador de sobretensiones.

4.1. Variables a sensor

Para poder dimensionar la envolvente y las distancias dónde se sitúa la placa y los sensores, conviene conocer previamente cuáles son las variables, así como su método de captación.

Durante el transcurso de este proyecto se ha dado prioridad al sensado de las medidas definidas en el apartado 2.2.2, por lo tanto, las variables a monitorizar serán las siguientes:

- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Temperatura del conjunto de placas solares.
- Corriente y tensión en la salida de la placa solar, que permitirá conocer la potencia desarrollada por los módulos.

- Corriente y tensión a la salida de las baterías, que permitirá conocer el estado de las baterías y la potencia que desarrollan.
- Corriente y tensión a la salida del inversor, que permitirá conocer la potencia consumida en AC por la vivienda.

Estas variables son las acordadas a monitorizar en el alcance del proyecto e incluyen las variables que se indican en el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Solares Fotovoltaicas Aisladas de Red del IDAE.

Los sensores necesarios para medir éstas variables se situarán en sus respectivas posiciones:

- El sensor de radiación solar se situará sobre la estructura de los módulos solares sin provocar sombra sobre ninguno de ellos.
- El sensor de temperatura ambiente se situará en la misma placa electrónica.
- El sensor de temperatura de las placas es el mismo que el sensor de radiación, con lo que se dispone en el mismo lugar.
- Los sensores para la corriente y la tensión se colocarán en las fases respectivas de los tramos de circuitos donde se toman las mediciones, dichos tramos quedan reflejados en la tabla 4.1.

En el plano número 1 anexo en la carpeta de planos se presenta la disposición de cada uno de los sensores utilizados.

En la tabla 4.1 se muestran los valores máximos y nominales para cada tramo de la instalación que ayudan a determinar los tipos de sensores que se utilizan. A estos valores se les ha restado los factores de seguridad que se determinaban en el apartado 3.3 de dimensionado.

Tabla 4.1. Valores máximos y nominales de los tramos.

Tramo	Unidades	Nominal	Máxima
Placas - regulador	V [V]	24,00	30,15
	I [A]	19,22	48,06
Regulador - batería	V [V]	22,20 - 24,00	24,00
	I [A]	15,20	79,12
Batería - inversor	V [V]	22,20 - 24,00	24,00
	I [A]	10,15	15,20
Inversor - ICP	V [V]	230,00	230,00
	I [A]	3,79	7,59

4.1.1. Intensidades

Para la adquisición de la intensidad que recorre una fase se procede a utilizar sensores de efecto hall que proporcionan una relación lineal entre el valor medido y su salida a la monitorización.

Como se ha dicho anteriormente se mide la intensidad de las placas fotovoltaicas, la que llega al domicilio y la de las baterías.

En este último caso se ha de tener en cuenta que los valores pueden ser negativos, pues las baterías pueden cargar o descargar según el estado en el que se encuentre el sistema.

4.1.2. Voltajes

Para poder determinar las diferentes tensiones del sistema se realiza un tratamiento previo de las magnitudes dado que las tensiones a medir pueden tener valores de hasta los 230 V, mientras que las entradas analógicas del PIC únicamente aceptan un máximo de 5 V.

Para ello se recurre al uso de transformadores, con lo que se obtiene una tensión proporcional a la que se desea medir. Una vez adquiridos los datos, en el programa se aplica el factor correspondiente para poder obtener el valor real de la medida, estos factores se determinan más adelante.

4.1.3. Potencias

Los datos de corrientes y tensiones sirven para determinar las potencias de entrada y de salida de los diferentes elementos que forman la instalación solar fotovoltaica.

Para el cálculo de éstas, se debe hacer primero la medición tanto de corriente como de intensidad para luego obtener la potencia resultante multiplicando como se muestra en la ecuación 35. Para asegurar que el resultado obtenido se corresponde con la realidad, hay que asegurar que el tiempo entre las diferentes medidas tomadas sea como máximo de 20 μ s, para así considerar que durante el instante que se recogen los datos, tanto voltaje como intensidad estén en fase.

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (35)$$

Donde:

- P será la potencia a determinar en W.
- V será la tensión de la fase medida en V.
- I será la intensidad de la fase en A.
- $\cos \varphi$ será el factor de potencia que se considera 1 en todos los aparatos.

4.1.4. Irradiación

Con la finalidad de medir la irradiación solar que incide en la zona de la instalación fotovoltaica se utiliza un sensor de irradiación que debe estar situado en posición totalmente horizontal para garantizar su correcto funcionamiento.

4.1.5. Temperatura

Las mediciones de temperatura son dos, por un lado la medición de la temperatura ambiente que se lleva a cabo mediante el uso de un sensor LM35, una resistencia variable en función de la temperatura que irá conectada al PIC mediante un previo acondicionamiento.

Por otro lado, se monitoriza la temperatura de las placas fotovoltaicas, para la medición de ésta, se recurre al uso del mismo sensor de irradiación, que ya posee una salida específica para ello.

4.2. Disposición de la monitorización

Anteriormente en el capítulo 3.3 de dimensionado se ha hablado de la caja donde van situadas las protecciones fusibles, los interruptores automáticos y el descargador de sobretensiones. Aprovechando la misma caja se instalará la unidad de monitorización y los sensores sobre el carril DIN normalizado del que ya se dispone.

Se ha elegido una envolvente en concreto ya que se pensaba introducir los elementos de la monitorización, placa y sensores, dentro de la misma envolvente.

4.2.1. Envolvente

Según se establece en el Pliego de Condiciones para Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas de Red, el IP o grado de protección de las envolventes destinadas a interiores ha de ser como mínimo un IP20.

La determinación IP20 viene regulada por el estándar internacional IEC 60529, en este estándar se establece el significado de los dígitos 2 y 0 como sigue:

- 2 es el dígito que indica que no pueden penetrar en el interior de la envolvente objetos mayores de 12,5 mm ni tampoco taponar las ranuras de ventilación.
- 0 es el segundo dígito e indica la estanqueidad de la envolvente frente al agua, en este caso 0 no protege contra la entrada de agua en la envolvente. Tiene sentido ya que son elementos destinados a estar en un local protegido de las condiciones climáticas.

La envolvente elegida es el armario eléctrico de la serie LUXOR (MVAB504021) de la marca Delvalle con una IP66 y siguientes medidas en milímetros de 500x400x210, la profundidad útil son 180 mm.

Éstas medidas permiten instalar los componentes dentro de la caja sobre carril DIN, además el fabricante permite personalizar los armarios de la manera que el cliente requiera, para el presente proyecto, ya que no se precisa de un IP elevado, se le pedirá lo siguiente:

- Ranuras de ventilación de 8 mm de anchura y 50 mm de altura sobre los laterales y la parte inferior y superior de la puerta.
- En las partes superior e inferior se realizarán los agujeros para introducir el cableado y serán de 3 de 30 mm de diámetro en la parte inferior y 5 de

30 mm de diámetro en la parte superior. En el lateral derecho inferior se realizará el último orificio rectangular de 45x20 mm para la conexión de la placa al ordenador y la alimentación de la placa a un enchufe próximo.

- La placa de montaje interior deberá llevar las perforaciones necesarias para colocar el carril DIN y el seccionador.

4.2.2. Distribución interior

Esta es la distribución que se ha estudiado para la instalación fotovoltaica del presente proyecto, que se utiliza de ejemplo para diseñar la unidad de monitorización, sin embargo, la unidad de monitorización se puede disponer y adaptar a diferentes tipos de envolventes protectoras, situarlas de manera individual como un componente más de la instalación o incluso incorporarlas en el interior del regulador de la instalación.

Elementos de protección

Las bases fusibles, los interruptores automáticos, el descargador de sobretensiones y el Shunt irán directamente montados sobre carril DIN con la disposición que muestra la figura 12.

Elementos de monitorización

Los transformadores de tensión están preparados para ser montados directamente sobre carril DIN, no obstante la unidad de monitorización y los transformadores de corriente no lo están.

Los transformadores de corriente se instalarán sobre una pequeña placa electrónica que distribuye el mismo fabricante y permitirá montarla sobre el carril DIN con unas abrazaderas especiales, del mismo modo se montará la unidad de monitorización.

En la figura 11 se muestra el tipo de abrazaderas que se pretenden utilizar para montar las placas electrónicas sobre el carril DIN de la envolvente.



Figura 11. Abrazadera PCB carril DIN.

La envolvente presentará una configuración como la mostrada en la figura 12 e irá anclada sobre la pared de manera que quede situada en la parte inferior del regulador y el inversor, para facilitar su conexionado ya que los dos elementos

también van ancladas a la pared, de esta manera la parte inferior de la envolvente quedará por encima de las baterías, que deben estar posicionadas en el suelo con su bancada.

Finalmente, la conexión de los paneles solares vendrá desde la parte superior del tejado y se conectará por la parte inferior de la envolvente.

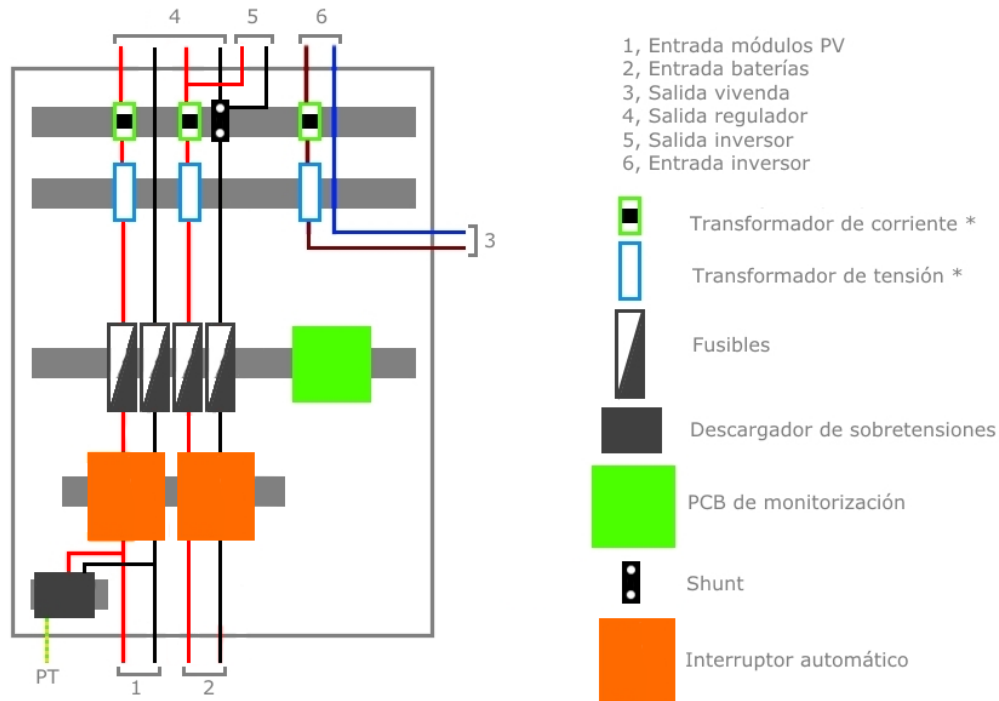


Figura 12. Posición de los dispositivos en el interior de la envolvente.

En la imagen anterior, para dejar la disposición de los elementos clara, no se ha cableado la unión de los sensores con la unidad de monitorización ni tampoco se ha representado la conexión de la unidad de monitorización con el ordenador ni con el enchufe que servirá de fuente de alimentación.

CAPÍTULO 5:

UNIDAD DE

MONITORIZACIÓN

5.1. Definición de la unidad de monitorización

La unidad de monitorización constará de una placa PCB que se encontrará dentro de una envolvente equipada con los elementos de seguridad necesarios para la instalación solar y la monitorización.

El funcionamiento de la unidad se define como sencillo dado que el usuario no deberá tocar el equipo en cuestión, simplemente deberá tener conectada la unidad a un dispositivo con display y que sea capaz de ejecutar archivos .exe, ya sea un portátil, ordenador con monitor o sistemas simples como Raspberry Pi® o Arduino®.

Se ha optado por utilizar un archivo .exe por la sencillez de creación del mismo gracias al software LabView®, utilizado para realizar la interface, además, es el formato más conveniente para trabajar con sistemas operativos Windows, el sistema con mayor cuota de mercado a nivel mundial. Este archivo se distribuirá al usuario final junto con la unidad de monitorización para que él mismo pueda instalarlo directamente.

Gracias al software y hardware proporcionados, el usuario podrá tener control sobre el estado en el que se encuentra la instalación y poder recoger datos para ver un histórico sobre la evolución de los diferentes parámetros registrados durante un periodo de tiempo determinado.

En el diagrama de la figura 13 se representa la serie de acciones que se ejecutan desde la captación de las señales analógicas hasta la representación final de éstas en la interface.

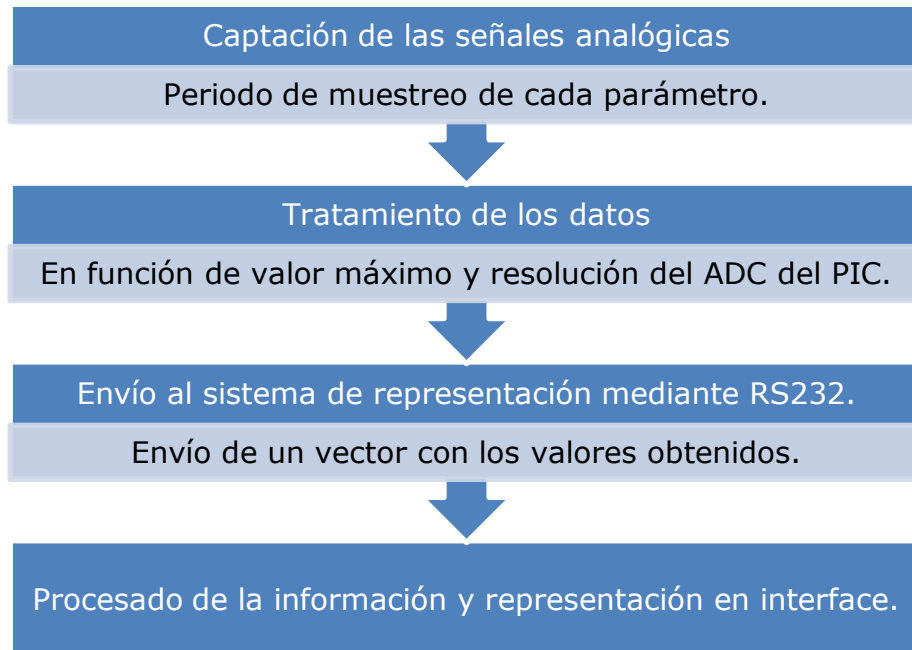


Figura 13. Esquema de funcionamiento del sistema de monitorización.

La parte final del procesado de la información y representación en la interface se define, más exhaustivamente, en la figura 14, donde se indican la serie de acciones que se llevan a cabo en ese proceso.



Figura 14. Esquema de funcionamiento del procesado de datos.

5.2. Consideraciones previas

5.2.1. Almacenamiento de datos

La unidad de monitorización realiza la función de puente entre las diferentes variables y la interfaz. La cantidad de datos que se monitorizan a lo largo de un periodo de tiempo es bastante elevada. Esto plantea un problema en cuanto al almacenamiento de estos datos. Puesto que el PIC tiene una memoria muy limitada, se debe proceder a encontrar otra manera para almacenar estos datos.

Posibles soluciones

Como posibles soluciones a este problema se pueden considerar el uso de memorias internas o externas. Ya sea con dispositivos como Raspberry Pi®, Arduino® o bien un PC o portátil, que sea capaz de almacenar estos datos y exponer los resultados en la interfaz de LabView®.

Solución adoptada

De todas las opciones, en este proyecto se escoge el uso de un ordenador, preferiblemente de sobremesa. Los datos quedarán almacenados en éste, y será capaz de almacenar históricos durante periodos muy largos de tiempo. Se escoge esta opción como la adecuada por comodidad, pero hay que tener en cuenta que hay muchos otros dispositivos con gran versatilidad que pueden realizar la misma función.

Los datos quedan en la memoria del PC, representados en las diferentes gráficas del menú de la interfaz. Si se deseara el valor numérico así como la fecha de la adquisición, al clicar encima de cualquiera de estas gráficas aparece la opción de exportar a Excel. Al clicar, se abre una hoja de Excel con los valores obtenidos así como su fecha de adquisición. Esto es de gran ayuda si sólo se desean ver los datos durante ciertos periodos de tiempo determinados por el usuario.

Otra ventaja de escoger el ordenador como dispositivo receptor es que, si se desea, y teniendo acceso a internet los datos recibidos podrían subirse a un servidor, y acceder a éste mediante dispositivos móviles, para poder visualizar el estado de la instalación sin tener que estar en frente de la pantalla.

5.2.2. Detección de errores

Como todo dispositivo electrónico, debe haber un control sobre posibles errores. Tratándose de una unidad de monitorización, es más imprescindible todavía. Si bien alguno de los componentes fallara, se debería reconocer con cierta facilidad y sin indagar en demasía.

Posibles soluciones

Para indicar este tipo de errores, se pueden utilizar elementos luminosos o sonoros, como hacer sonar un zumbador cuando algún resultado obtenido no cuadre, o bien una pantalla LCD que indique qué está pasando. Una opción más sencilla consiste en el uso de LEDs en determinados pins.

Solución adoptada

Dada la localización de la placa dentro del hogar, un zumbador puede resultar un tanto incómodo a la vez que confuso. La otra opción a tener en cuenta se trata del LCD. En este se podrían mostrar mensajes cuando alguna variable saliera del

rango de valores, por ejemplo. El problema de esto, es que si fallara la alimentación, el procesador del LCD o bien el PIC, el LCD simplemente se apagará y habría que determinar las causas, con lo cual no es de gran ayuda.

Por ello, se ha optado por escoger la opción más sencilla, a la vez que económica y eficaz, el uso de LEDs. Se utilizarán dos LEDs, uno en la entrada de la alimentación, de donde salen los 5V, y otro irá conectado al pin RB3 del PIC. Este último, parpadeará cada cierto tiempo, cuando el PIC envíe los datos. Con estos dos LEDs, podemos determinar una cantidad de errores.

- Si no se ilumina el LED de alimentación significará que o bien el transformador se ha estropeado o bien el regulador de tensión.
- Si el LED de comunicación fuera el que no se encendiera, significaría que el PIC no está dando la orden correcta, y por lo tanto se situaría el problema en el PIC.
- Si, por lo contrario, ambos funcionarían correctamente, pero en el LabView® no se viera nada, significaría que el problema reside en la comunicación.
- Y si, finalmente fuera alguna variable en concreto la que diera valores fuera de lo común, el fallo residiría en el sensor.

Se pueden observar la posición de ambos en los planos número 2 y 4 de la carpeta de planos se pueden observar los LEDs de alimentación y de comunicación respectivamente.

5.2.3. Elección del microprocesador

Una parte esencial de la unidad de monitorización es el microprocesador, encargado de la captación, procesado y envío de las variables medidas. Es por eso que la elección de éste es crítica, y no todos son útiles, dependiendo de la aplicación que se le vaya a dar. Para la realización de este proyecto, se decide utilizar un microprocesador de la familia PIC.

Posibles soluciones

La cantidad de familias dentro de la gama de los PIC es muy abundante. Partiendo del más sencillo PIC12C508/509 hasta el más moderno y potente PIC32. Todos tienen sus ventajas e inconvenientes, y evidentemente los de última generación tienen un mejor funcionamiento que los de mayor antigüedad, a la vez que su coste de adquisición aumenta.

Solución adoptada

Para la realización de este proyecto, se opta por usar un PIC16F877A. El uso de este PIC es muy común, y se puede considerar una buena opción, puesto que dispone de una serie de características que lo hacen muy versátil. Entre estas características se pueden encontrar:

- Fácil programación del dispositivo mediante el programador Pickit2 y un compilador como CCS.
- Ocho entradas analógicas con un ADC con resolución de 10 bits.
- Cuarenta pines, con lo cual hay gran disponibilidad de pines de salida.

- Frecuencia de muestreo elevada.
- Una relación calidad/precio muy buena.

Para más información sobre especificaciones, se puede consultar la ficha técnica, presente en el apartado 1.10 del anexo.

5.2.4. Software utilizado

Para poder llevar a cabo la unidad de monitorización, se han utilizado diferentes programas, entre los cuales se encuentran:

- PROTEUS: para el diseño de los circuitos, así como la simulación y visualizado 3D de éstos.
- CCS compiler y Pickit2: para la programación del PIC, mediante el cual se establecen las diferentes funciones que el procesador debe realizar, así como los protocolos de comunicación. El código utilizado para la unidad se localiza en el anexo 1.20.
- NI LabView®: una vez captadas las señales, tratadas y enviadas, LabView® se encarga de recoger esta información y representarla de manera adecuada.

5.3. Elementos básicos

Para llevar a cabo la monitorización, son básicos unos elementos, entre los cuales constan: alimentación, sensado, acondicionamiento de señales, procesador y programador, y la comunicación.

5.3.1. Alimentación

La parte de alimentación consta principalmente de los siguientes subelementos:

- Transformador 230V a 18V: con el transformador conseguimos bajar los 230V a un valor que puedan aceptar los reguladores de tensión LM7XXX, en este caso a 18V. Se escogen 18V a la salida para poder alimentar los diferentes reguladores de tensión.
- Puente de diodos: para rectificar la señal, obteniendo así un valor de tensión continua.
- LM7805: será el dispositivo que aportará los 5V(VDD) para la alimentación de los diferentes componentes.
- LM7905: será el dispositivo que aportará los -5V(VEE) para las tensiones de polarización de los amplificadores operacionales.
- LM7812: será el dispositivo que aportará los 12V(VCC) necesarios para la alimentación de los sensores transductores de tensión AC/DC.
- Condensadores: el fabricante del LM7XXX los recomienda en la posición mostrada anteriormente para estabilizar la señal.
- Resistencia más diodo-led: se iluminará cuando llegue tensión, su función es únicamente visual.

5.3.2. Procesador y programador

Para poder llevar a cabo la monitorización, se requiere de un elemento que funcione como 'cerebro', un procesador que se encargue de captar las señales analógicas, tratarlas y enviarlas mediante RS232.

De este apartado, cabe resaltar los siguientes elementos:

- Procesador: PIC16F877A.
- Cristal de cuarzo de 20MHz así como los condensadores: hará la función de reloj externo.
- Hilera de pines J3: aquí va conectado el programador Pickit2, con el cual se puede establecer comunicación con el procesador así como programarlo. También puede servir como fuente de 5V si fuera necesario.

5.3.3. Sensado y acondicionamiento de la señal

En este caso, la única señal que requiere un acondicionamiento previo a su captura es la de la temperatura ambiente, dado que el sensor da en su salida tensiones negativas que el PIC no puede leer directamente.

En este circuito de acondicionamiento, hay presentes diferentes elementos:

- LM35: sensor de temperatura.
- Amplificador operacional U5 TL061: hace la función de sumador.
- Amplificador operacional U7 TL061: realiza la función de inversor con ganancia unitaria.
- Resistencias: de valores calculados para obtener la relación deseada.

En el capítulo del sensado de variables se realiza un estudio más a fondo del acondicionamiento de esta señal.

El resto de variables medidas ya están en un rango de tensión entre los 0 V y los 5 V. Lo que implica que pueden ser conectadas directamente a las entradas analógicas del PIC.

El único inconveniente encontrado es que se realiza el sensado de 9 variables, mientras que el PIC sólo dispone de 8 entradas analógicas.

Para ello, se recurre al uso de un multiplexor analógico 74HC4052, la salida del cual va a la última entrada analógica del PIC (AN7) y con el cual se decidirá qué variable se desea sensar, si la temperatura ambiente o la temperatura en las placas. Para conocer qué variable se está leyendo, hay que enviar dos bits que determinarán qué salida se activa.

Esta relación se encuentra en la ficha técnica del fabricante y queda reflejada en la tabla 5.1. Éste extracto de la ficha técnica se puede encontrar en el anexo 1.11 de la presente memoria.

Tabla 5.1. Relación de canales I/O del multiplexor.

Entradas			Canal ON	
Inh	B	A	X	Y
H	X	X	-	-
L	L	L	0x	0y
L	L	H	1x	1y
L	H	L	2x	2y
L	H	H	3x	3y

Interpretando la tabla, se deduce que para leer la temperatura ambiente, situada en el pin 0X, se necesitará un 00 en el input BA. De la misma manera, para leer la temperatura de placas, situada en el pin 1X, hará falta un 01 en el input BA. Por lo tanto, para simplificar más la elección, se puede fijar el pin Inh y el B en nivel bajo, únicamente variando A para hacer la lectura de una u otra variable.

Puesto que todos los sensores, exceptuando el de temperatura ambiente, se encuentran externos al recinto que delimitará la placa, se establece una hilera de pines, los cuales llevarán las medidas de las variables a sensor. En esta regleta, también habrán 5 pines de salida, que serán de utilidad para alimentar los sensores transductores de tensión que van alimentados a 12 V así como los de corriente que van alimentados a 5 V.

Los 7 primeros pines están destinados para las entradas analógicas AN0-AN6. El pin número 8 llevará la variable de la temperatura en las placas e irá a una de las entradas del multiplexor junto a la de temperatura ambiente. Los pines 9-11 son los que servirán para alimentar los sensores transductores de tensión con 12 V. Los pines 12 y 13 alimentarán los sensores de corriente tanto de las placas como de la batería. Finalmente, los pines 14-18 serán donde irán conectadas las masas de dichos sensores.

5.3.4. Comunicación RS232

Para establecer comunicación mediante un puerto RS232, es fundamental de un dispositivo que haga de enlace entre los dos pines destinados para transmisión y recepción del PIC (Tx/Rx, 25 y 26 respectivamente) y el dispositivo que se conecte. Este dispositivo, el MAX232, se encarga de esta tarea. El resto de componentes, los 5 condensadores, son un requisito marcado por el fabricante para garantizar el correcto funcionamiento del MAX232. Además de los ya mencionados, se requiere un conector D9F, que encajará con el conector D9M que irá al dispositivo encargado de recibir y procesar la información.

5.4. Esquema electrónico PCB

5.4.1. Esquema del PCB

En la siguiente figura se muestra el esquema del circuito impreso, realizado mediante PROTEUS, en el cual se incluyen las pistas, pads y todos los componentes. Las dimensiones de la placa son de 8,25 cm de base y 8,75 cm de altura. Para la realización del esquemático, se utilizarán ambas caras de la PCB, así como un plano de masa en el top layer para reducir el efecto de posibles interferencias externas.

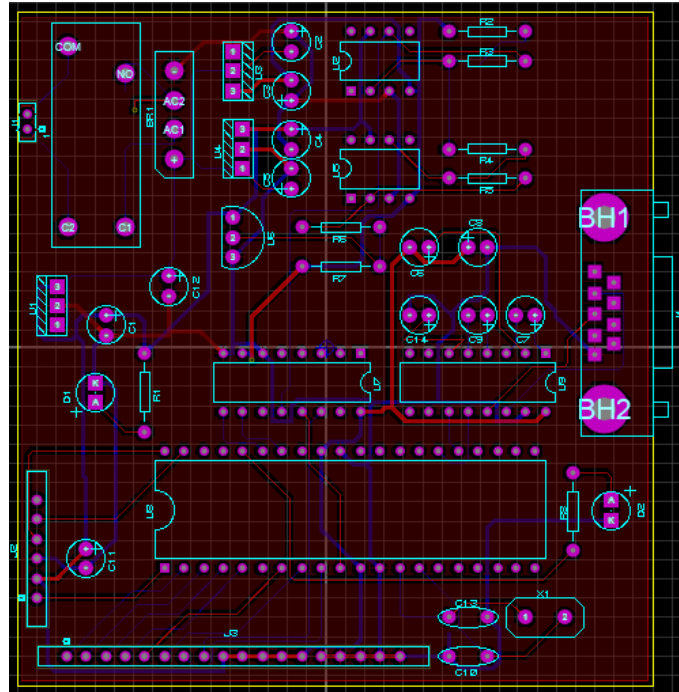


Figura 22. Esquema electrónico de la PCB.

El programa PROTEUS permite una visualización de la placa resultante. En las figuras 23a, 23b y 24 se puede apreciar la placa sin componentes y como quedaría una vez soldados todos los componentes.

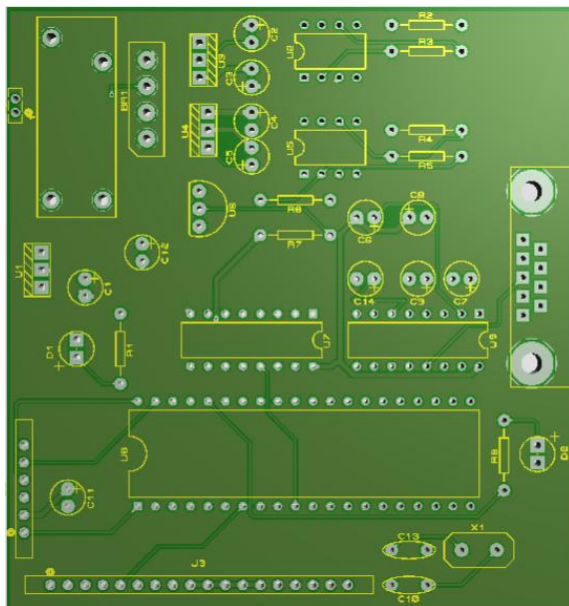


Figura 23a. Esquema electrónico de la PCB cara.

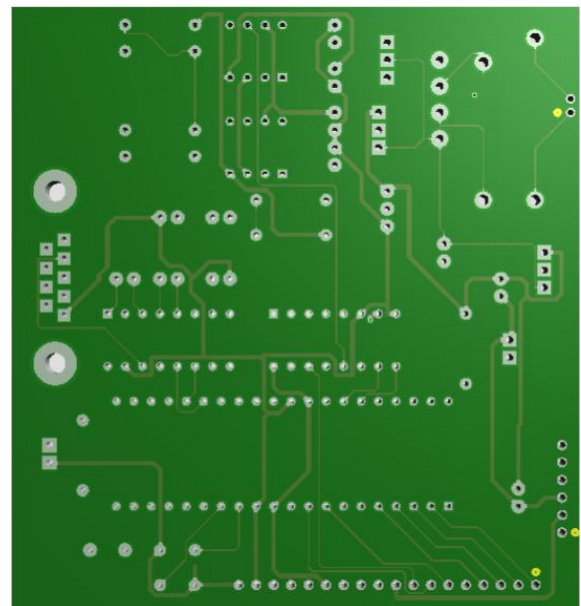


Figura 23b. Esquema electrónico de la PCB reverso.

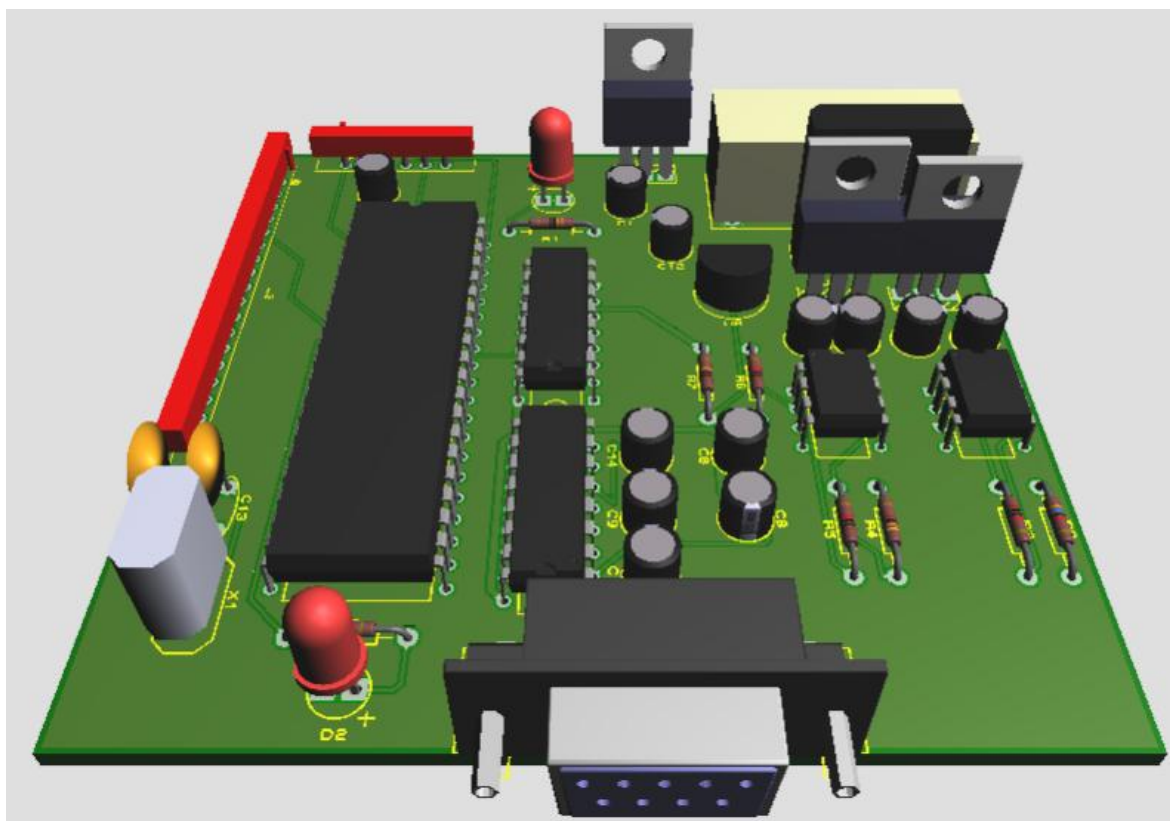


Figura 24. Visualización 3D del circuito.

A continuación se muestran un conjunto de tablas, de la 5.2 a la 5.5, las cuales contienen todos los componentes utilizados para la realización de la unidad que se encargará de la monitorización. Se han incluido elementos pasivos como activos, así como los diferentes conectores.

Condensadores

Tabla 5.2. Tabla resumen de condensadores.

Referencia	Valor	Encapsulado
C1	0,1 μ F	ELEC-RAD10
C2	0,33 μ F	ELEC-RAD10
C3	0,1 μ F	ELEC-RAD10
C4	0,1 μ F	ELEC-RAD10
C5	0,33 μ F	ELEC-RAD10
C6	1 μ F	ELEC-RAD10
C7	1 μ F	ELEC-RAD10
C8	1 μ F	ELEC-RAD10

C9	1 μ F	ELEC-RAD10
C10	33 pF	CAP20
C11	100 μ F	ELEC-RAD10
C12	0,33 μ F	ELEC-RAD10
C13	33 pF	CAP20
C14	1 μ F	ELEC-RAD10

Resistencias

Tabla 5.3. Tabla resumen de resistencias.

Referencia	Valor	Encapsulado
R1	330 Ω	RES40
R2	36 k Ω	RES40
R3	10 k Ω	RES40
R4	4k3 Ω	RES40
R5	10 k Ω	RES40
R6	10 k Ω	RES40
R7	100 k Ω	RES40
R8	220 Ω	RES40

Conectores

Tabla 5.4. Tabla resumen de conectores.

Referencia	Descripción	Encapsulado
J1	66226-006LF	CON2_1X2_U_FCI
J2	26630201RP2	CON6_1X6_HDR_2663
J3	66226-050	CON18_1X18_U_FCI
J4	CONN-D9F	D-09-F-R

Varios

Tabla 5.5. Tabla resumen de elementos varios.

Referencia	Descripción	Encapsulado
1	Transformador	Rogmo 5012
D1	Diodo	LED
BR1	Puente de diodos	KBU6D
U1	LM7812	P1
U2	TL061	DIL8
U3	LM7905	P1
U4	LM7805	P1
U5	TL061	DIL8
U6	LM35	TO92-100
U7	74HC4052	DIL16
U8	PIC16F877A	DIL40
U9	MAX232	DIL16
X1	Cristal Cuarzo 20Mhz	XTAL18

5.5. Sensado de temperatura ambiente

La temperatura es un factor clave al hablar de placas fotovoltaicas, puesto que la producción de energía aportada por las células fotovoltaicas depende en gran medida de ésta. También nos será muy útil para encontrar relaciones entre las diferentes variables y ver hasta qué punto afecta al rendimiento. En este proyecto se medirán dos temperaturas: la temperatura ambiente y la temperatura de las células fotovoltaicas.

Para controlar la evolución de la temperatura ambiente se opta por utilizar el conocido sensor lineal de temperatura LM35, dado su bajo coste y su fácil instalación. Puesto que da un voltaje de salida proporcional a la temperatura ambiente, de 10 mV por °C, la conversión es sencilla. Esta información se obtiene de la ficha técnica del LM35, que se puede encontrar en el anexo 1.12.

Este sensor puede trabajar en diferentes rangos de temperatura, dependiendo de la configuración inicial. En el caso de esta instalación, y al tratarse de

El voltaje obtenido a la salida del operacional U5, vendrá dada por la relación, los resultados se muestran en la tabla 5.6.

$$V_o = \frac{R_6}{R_5} \cdot V_{SENSOR} - \frac{R_6}{R_7} \cdot V_{POL} \quad (37)$$

Donde R3 es igual a R4 para obtener una ganancia unitaria, el resto será:

- Vo es la tensión acondicionada.
- Tensión de polarización del sumador: VPOL = -5 V.
- Vo = 0 V cuando VSENSOR= -550 mV.
- Vo = 5 V cuando VSENSOR= 1,5 V.

Tabla 5.6. Valores resistivos del circuito acondicionador.

Resistencia	Valor [kΩ]	Valor estandarizado [kΩ]
R2	100,0	100,0
R3	10,0	10,0
R4	10,0	10,0
R5	4,1	4,3
R6	10,0	10,0
R7	37,3	36,0

Con todos los parámetros ya definidos y estandarizados se rehacen los cálculos para determinar los valores finales que se obtendrán en la salida y que entrarán directamente en la entrada analógica del PIC, los resultados se muestran en la tabla 5.7.

Tabla 5.7. Valores obtenidos del circuito acondicionador.

Temperatura [°C]	Tensión sensor [V]	Tensión de salida [V]
-55	-0,55	0,110
0	0,00	1,389
25	0,25	1,970
150	1,50	4,877

5.5.2. Adquisición de temperatura ambiente

Se observa que los valores obtenidos son cercanos a los que se precisaban. Escogida la opción como correcta, sólo habrá que corregir este acondicionamiento mediante software en el PIC, para que establezca la relación y obtenga la temperatura correcta correspondiente. Para ello, el PIC sólo precisa de realizar una simple operación, obtenida de la ecuación 37, conocida al despejar VSENSOR:

$$V_{SENSOR} = \frac{\left(V_o + \frac{R_6}{R_7} V_{POL}\right) \cdot R_5}{R_6} \quad (38)$$

Donde:

$$-\frac{R_6}{R_7} V_{POL} = 1,389 \quad (39)$$

$$\frac{R_6}{R_5} = 2,326 \quad (40)$$

A continuación, en la figura 27, se muestra el diagrama del código donde se recoge la información obtenida del sensor así como su procesado previo al envío mediante RS232. Cabe destacar que, por comodidad para tratar los datos, se multiplican por 1000 para así trabajar con enteros. También recordar que, como se menciona en apartados anteriores, las medidas de temperatura ambiente y de placa van hacia un multiplexor analógico, y en función de los bits que se manden, se leerá una variable o la otra. Una vez los datos llegan a la interface en LabView®, ésta se encarga de rehacer el cálculo para obtener el número con decimales.

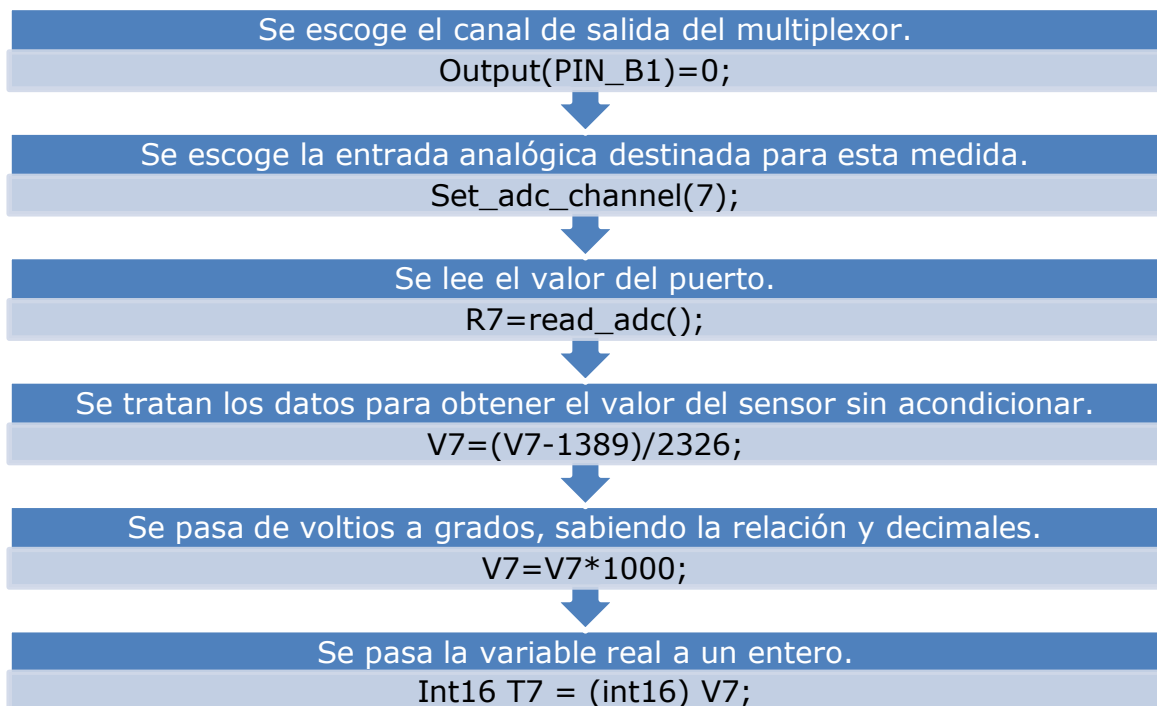


Figura 27. Adquisición de la temperatura ambiente.

Llegados a este punto, dividiremos la temperatura obtenida en 3 dígitos, siendo éstos las decenas, unidades y decimales, puesto que a la interface se envían de manera concatenada. Queda reflejado así en la figura 28.

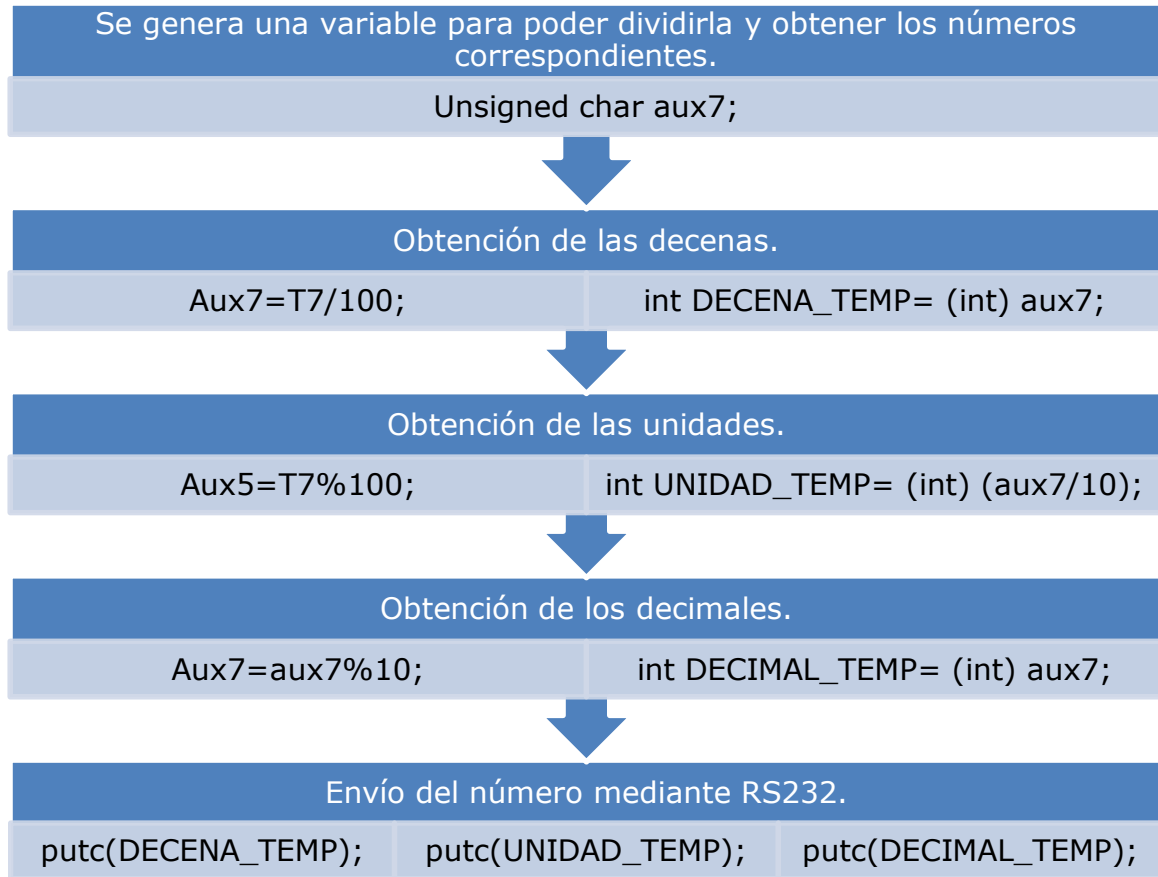


Figura 28. Envío de la temperatura ambiente.

5.5.3. Representación de la temperatura ambiente

Una vez enviados por RS232 estos valores, la interface en LabView® los recoge para posteriormente unirlos y plasmar su valor en la casilla correspondiente y también en la gráfica de evolución de la temperatura ambiente, como se puede apreciar en la figura 29.

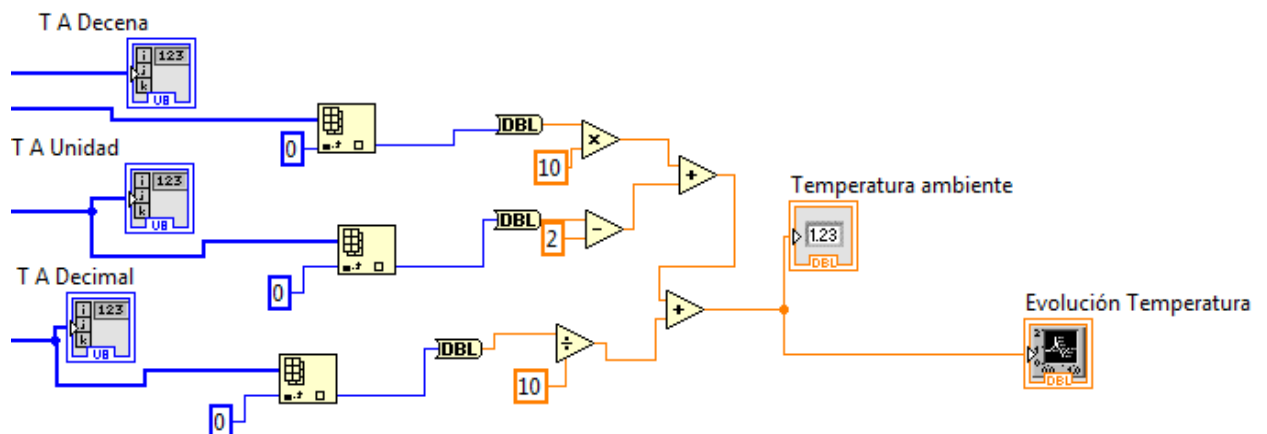


Figura 29. Diagrama de bloques LabView® para temperatura ambiente.

5.6. Sensado de la temperatura en placas

Para el sensado de la temperatura en superficie de las placas, se ha optado por aprovechar el propio irradiómetro Si-01TC-T, que viene con una salida específica que da una tensión en función de la temperatura a la que se encuentra. Cabe destacar que el fabricante garantiza que el material utilizado para este sensor es el mismo que compone las placas fotovoltaicas, y es por eso que los resultados obtenidos tanto de irradiancia como de temperatura ambiente, se corresponden fielmente con los que se pueden hallar en las células fotovoltaicas instaladas.

En el propio datasheet del sensor, adjuntado en el anexo 1.13 se indica la correspondencia del cableado, y estos datos quedan recogidos en la tabla 5.8.

Tabla 5.8. Especificaciones básicas del Si-01TC-T.

Color	Descripción	Entrada
Naranja	Irradiancia	-
Marrón	Temperatura	-
Rojo	Alimentación positiva	5V
Negro	Alimentación negativa	GND
Negro (mayor diámetro)	Escudo	GND

En el mismo datasheet se indica el valor de salida de la tensión en función de la temperatura actual, y viene determinada por la siguiente fórmula:

$$V_{out} = 1,235 \text{ V} + T(^{\circ}\text{C}) \cdot 10\text{mV}/^{\circ}\text{C} \quad (41)$$

Como se puede observar, la sensibilidad es similar a la del LM35, pero viene con un offset de 1,235 V. Esto es de gran utilidad, puesto que no habrá que acondicionar previamente la señal antes de tratarla. Se adjunta una tabla con diferentes temperaturas y los valores de tensión obtenidos.

Tabla 5.9. Valores obtenidos del circuito acondicionador.

Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]	Tensión a la salida [V]
-20	1,035
0	1,235
70	1,935

5.6.1. Adquisición de la temperatura en las placas

En este caso, como los valores de tensión se encuentran dentro del rango máximo aceptado en las entradas analógicas, se opta por conectar directamente la salida a la entrada 1X del multiplexor. Para obtener la temperatura real a la que se encuentra la célula, basta con realizar un simple cálculo, partiendo de la fórmula anterior.

A continuación, en la figura 30, se muestra la parte del código donde se recoge la información obtenida del sensor así como su procesado previo al envío mediante RS232.

Cabe destacar que, por comodidad a la hora de tratar los datos, se multiplican por 1000 para así trabajar con enteros. Una vez los datos llegan a la interface en LabView®, esta se encarga de rehacer el cálculo para obtener el número con decimales.

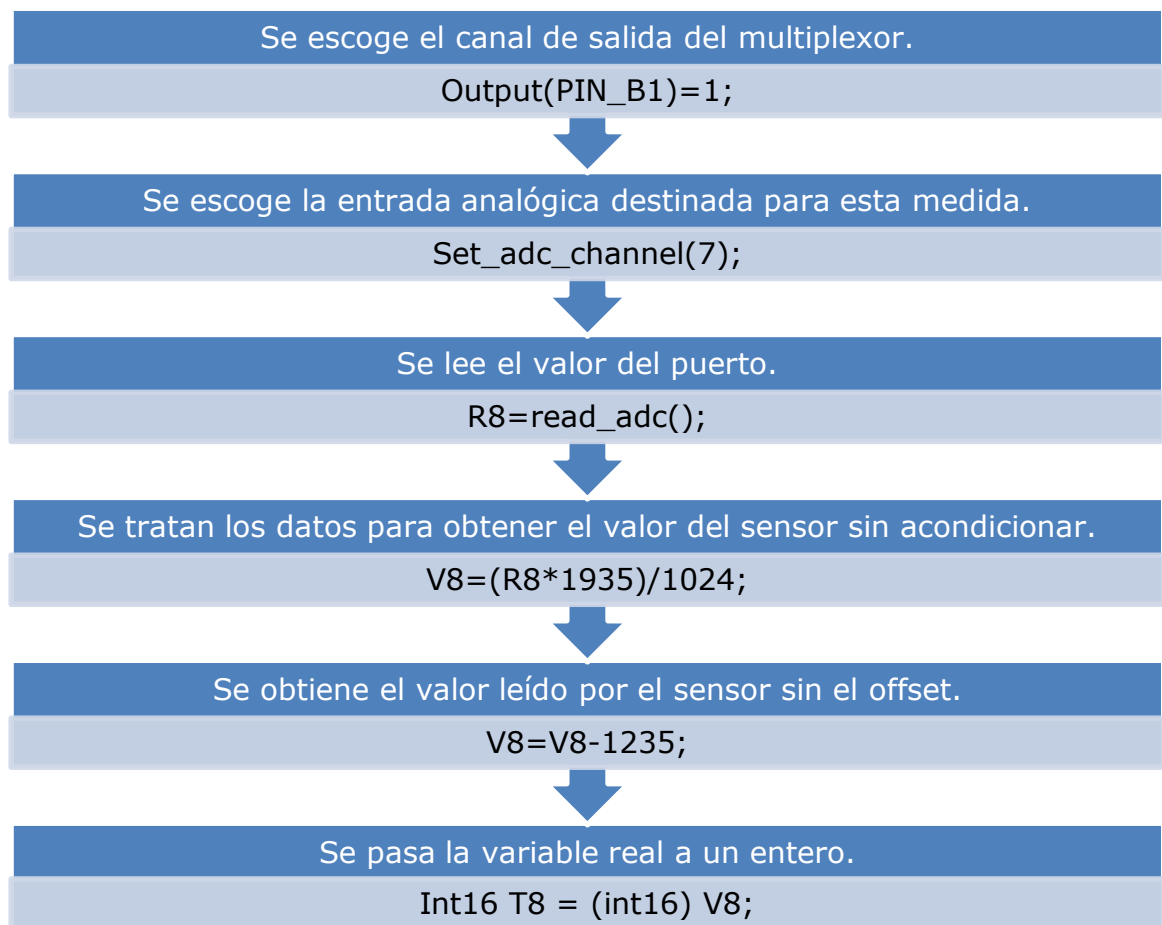


Figura 30. Adquisición de la temperatura de placas.

Llegados a este punto, se dividirá la temperatura obtenida en 3 dígitos, siendo éstos las decenas, unidades y decimales, puesto que a la interface se envían de manera concatenada, como refleja la figura 31.

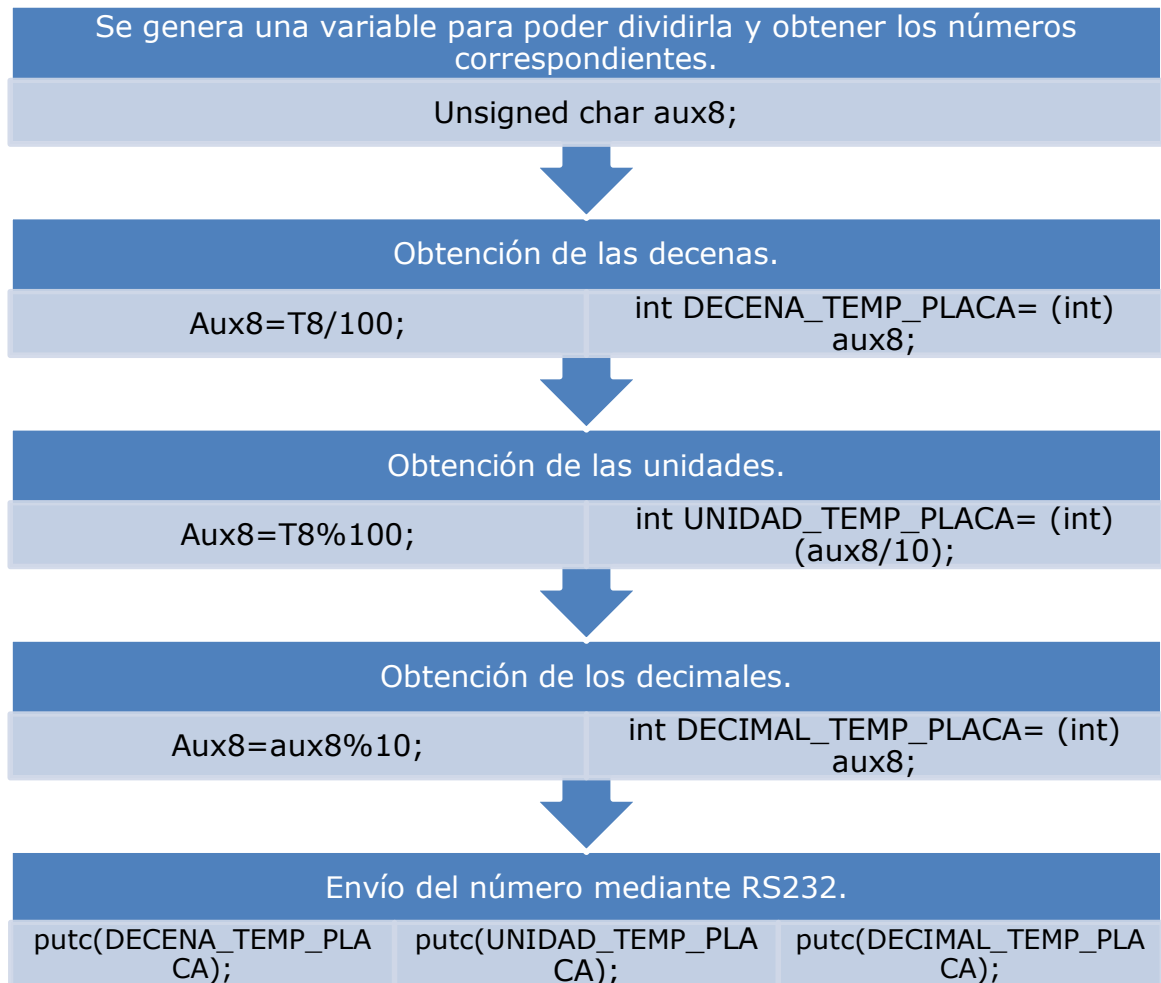


Figura 31. Envío de la temperatura de placas.

5.6.2. Representación de la temperatura en placas

Una vez enviados por RS232 estos valores, la interface en LabView® los recoge para posteriormente unirlos y plasmar su valor en la casilla correspondiente y también en la gráfica de evolución de la temperatura de las placas, como se puede apreciar en 32.

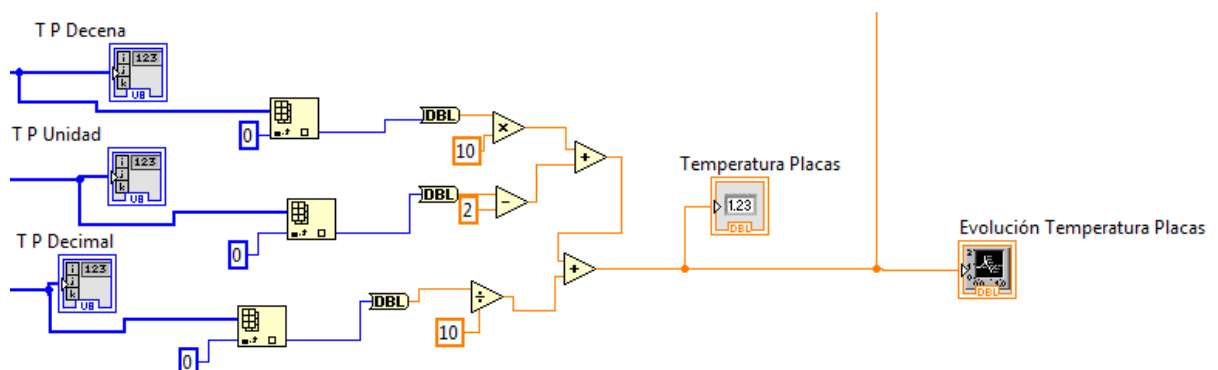


Figura 32. Diagrama en LabView® para la temperatura de placas.

5.7. Sensado de corriente de las baterías

Para llevar a cabo la monitorización de las corrientes, se emplearán sensores que darán en su salida una tensión en función de la corriente que circule por el hilo.

Se utilizarán para las mediciones de las corrientes de las placas fotovoltaicas, de las baterías y de la que llega a la vivienda. Hay que tener en cuenta que estos sensores pueden conectarse tanto en la fase como en el neutro, y en este caso se decide conectar en la fase. Estos sensores en concreto necesitan un soporte especial para poder ser situados sobre el carril DIN, como se explicó en el apartado 4.2.2.

Para el sensado de esta corriente, a diferencia del resto, hay que tener en cuenta que se podrán obtener valores tanto negativos como positivos, porque las baterías pueden encontrarse en estado de carga o bien en estado de descarga.

Se escoge el sensor CYHCS-K200-20A, mostrado en la figura 33, dado que es un transductor en continua bidireccional, que será idóneo para observar si las baterías cargan o descargan y trabaja dentro de los valores de corriente aportados por la batería, cómo se explicó en el apartado 4.1.



Figura 33. Sensor CYHCS-K200-20A.

Las características del sensor CYHCS-K200-20A más importantes se adjuntan en la tabla 5.6. Estas especificaciones pueden hallarse en la ficha técnica del sensor adjuntada en el anexo 1.14:

Tabla 5.10. Especificaciones del sensor CYHCS-K200-20A.

Característica	Valores
Corriente de entrada medir [A]	± 20
Tensión de alimentación [VDC]	5
Tensión de salida [VDC]	$2,5 \pm 1$

Una vez conocidos los valores de entrada y de salida, y teniendo en cuenta la linealidad que garantiza el fabricante, se procede a trazar una curva con los

diferentes valores de entrada y salida y la relación entre éstos. Estos resultados se reflejan en la tabla 5.11.

Tabla 5.11. Valores obtenidos del sensor CYHCS-K200-20A.

Corriente entrada [A]	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20
Tensión salida [V]	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00	3,25	3,50

Utilizando estos valores, se calcula la ecuación de la recta que la caracteriza, puesto que será de gran utilidad para tratar los datos una vez hayan llegado al PIC. La ecuación a resolver es la siguiente:

$$y = mx + n \quad (42)$$

$$m = \frac{\Delta Y}{\Delta X} \quad (43)$$

Siendo:

- y: tensión obtenida en función de la corriente (Vout).
- x: corriente de entrada (I).
- m: pendiente.
- n: offset.

En este caso es muy fácil determinar los diferentes parámetros de la ecuación, sabiendo que:

- Vout = 1,50 V cuando I= -20 A.
- Vout = 3,50 V cuando I= 20 A.
- Vout = 2,5 V cuando I= 0 A.
- m = 0,05.
- n = 2,5.

Finalmente, se obtiene:

$$V_{out} = 0,05 \cdot I + 2,5 \quad (44)$$

5.7.1. Adquisición de la corriente de batería

Para estos valores, no hará falta un acondicionamiento de la señal, puesto que ya se trabaja dentro del rango máximo de tensiones para sus entradas analógicas, por lo tanto puede conectarse directamente al PIC. A continuación se muestra el fragmento del código que se encargará de la lectura de la medida, así

como de su tratado y envío a la interface en LabView® para su representación posterior. El proceso en cuestión puede observarse en la figura 34.

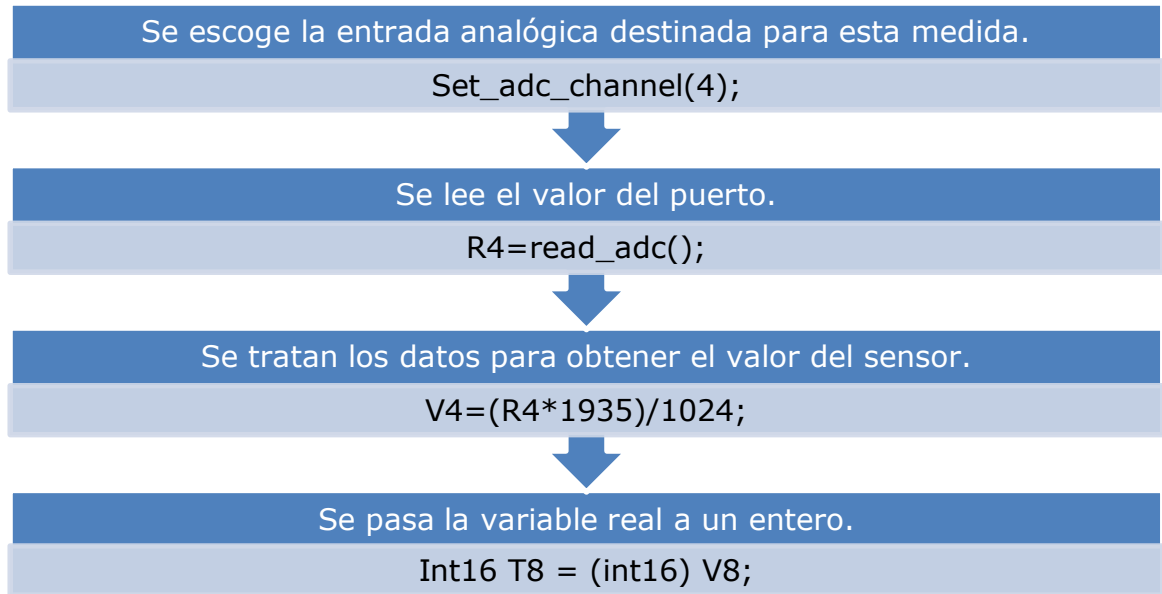


Figura 34. Adquisición de la corriente de las baterías.

Llegados a este punto, se divide el valor de tensión obtenido en 3 dígitos, siendo éstos las unidades, décimas y centésimas, puesto que a la interface se enviarán de manera concatenada, para luego obtener la intensidad correspondiente. Este proceso se resume en la figura 35.

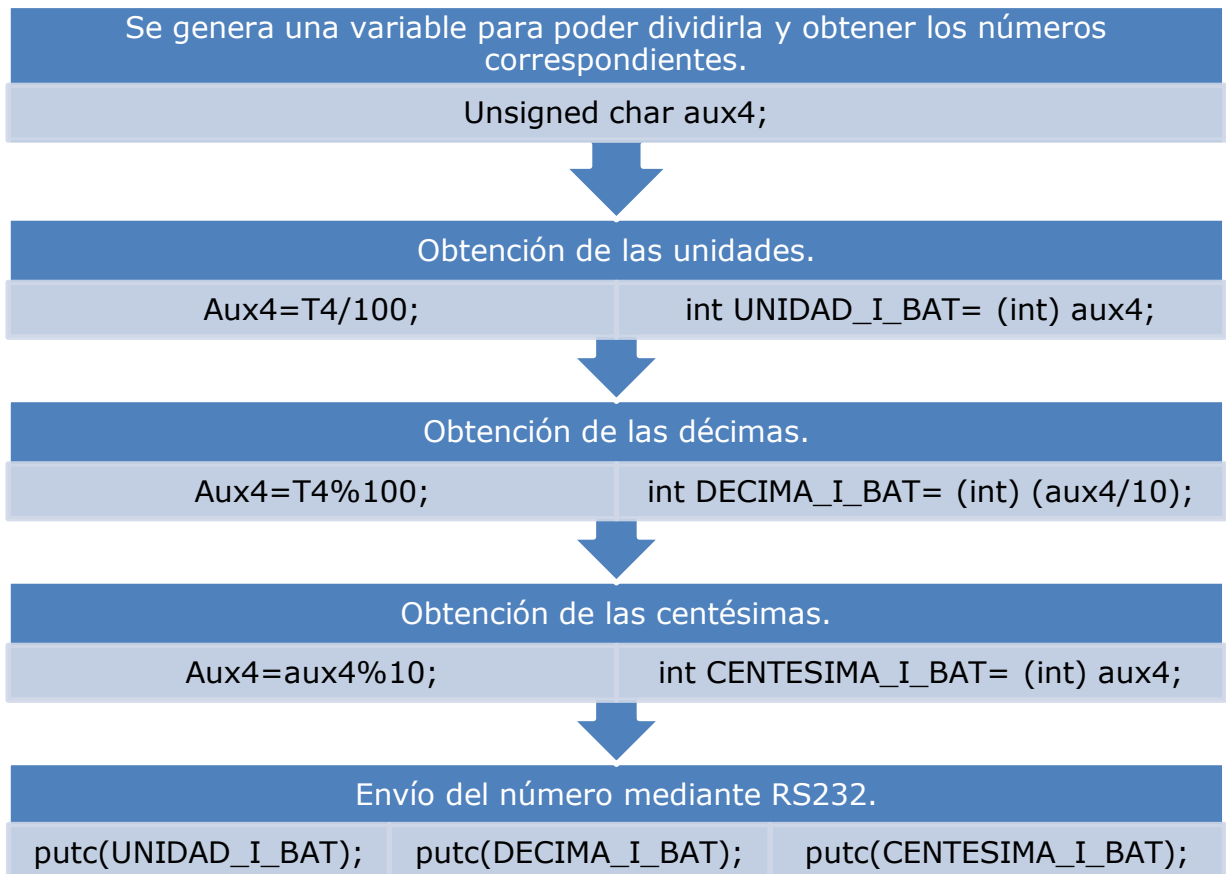


Figura 35. Envío de la corriente de las baterías

5.7.2. Representación de la corriente de batería

Una vez enviados a LabView®, se deberá, mediante la ecuación de la recta anterior, extraer el valor de intensidad al cual corresponde, siendo éste:

$$I = (V_{out} - 2,50)/0,05 \quad (45)$$

A continuación se muestra el diagrama de bloques de LabView®:

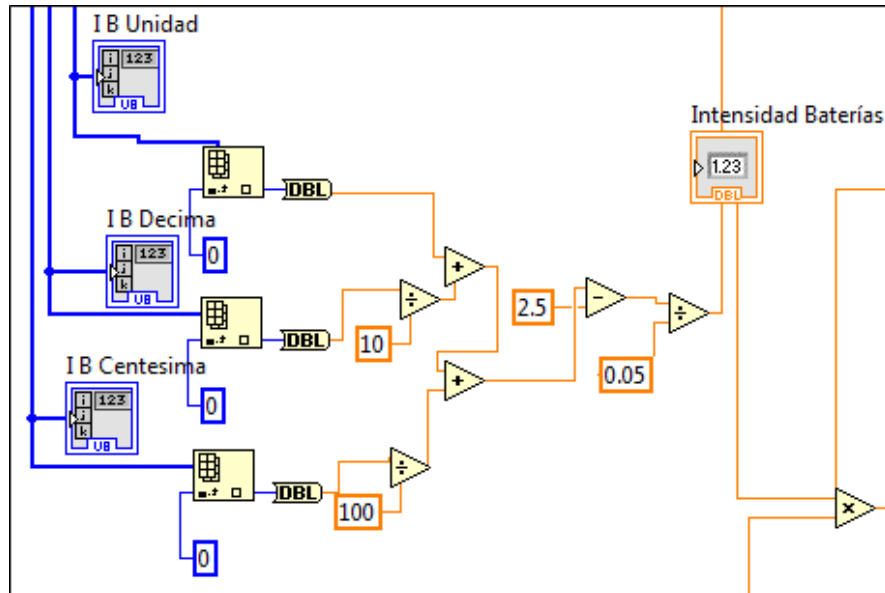


Figura 36. Diagrama de bloques en Labview® para la corriente de batería.

5.8. Sensado de corriente de las placas

Para llevar a cabo el sensado de esta magnitud, se recurrirá al sensor CYHCS-K200-50A. Dado que trabaja dentro del rango de valores máximos aportados en la placa, como se mencionó en el apartado 4.1.

En este caso, a diferencia del sensado de corriente en las baterías, sólo obtendremos valores positivos de corriente. El cálculo a realizar es muy similar al anterior, puesto que el rango de tensión de salida es el mismo, y sólo varía la intensidad máxima que puede medir.

En la tabla 5.12 se presentan las especificaciones básicas del sensor, también expuestas en el anexo 1.14. En la figura 33 se muestra el aspecto del sensor.

Tabla 5.12. Especificaciones del sensor CYHCS-K200-50A.

Característica	Valores
Corriente de entrada a medir [A]	±50
Tensión de alimentación [VDC]	5
Tensión de salida [VDC]	2,5 ± 1

Una vez conocidos los valores de entrada y de salida, y teniendo en cuenta la linealidad que garantiza el fabricante, se procede a trazar una curva con los diferentes valores de entrada y salida y la relación entre éstos, la cual queda reflejada en la tabla 5.13.

Tabla 5.13. Especificaciones del sensor CYHCS-K200-50A.

Corriente entrada [A]	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Tensión salida [V]	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5

Utilizando estos valores, se calcula la ecuación de la recta que la caracteriza, puesto que será de gran utilidad para tratar los datos una vez hayan llegado al PIC. La ecuación a resolver es la siguiente:

$$y = mx + n \quad (46)$$

$$m = \frac{\Delta Y}{\Delta X} \quad (47)$$

Siendo:

- y: tensión obtenida en función de la corriente (Vout).
- x: corriente de entrada (I).
- m: pendiente.
- n: offset.

En este caso es muy fácil determinar los diferentes parámetros de la ecuación, sabiendo que:

- Vout = 2,50 V cuando I = 0 A.
- Vout = 3,50 V cuando I = 50 A.
- Vout = 2,5 V cuando I = 0 A.
- m = 0,02.
- n = 2,5.

Finalmente, se obtiene:

$$V_{out} = 0,02 \cdot I + 2,5 \quad (48)$$

5.8.1. Adquisición de la corriente de placas

Para estos valores, no hará falta un acondicionamiento de la señal, puesto que ya se trabaja dentro del rango máximo de tensiones para sus entradas analógicas, por lo tanto puede conectarse directamente al PIC. A continuación se muestra el fragmento del código que se encargará de la lectura de la medida, así como de su tratado y envío a la interface en LabView® para su representación posterior. Este proceso se resume en la figura 37.

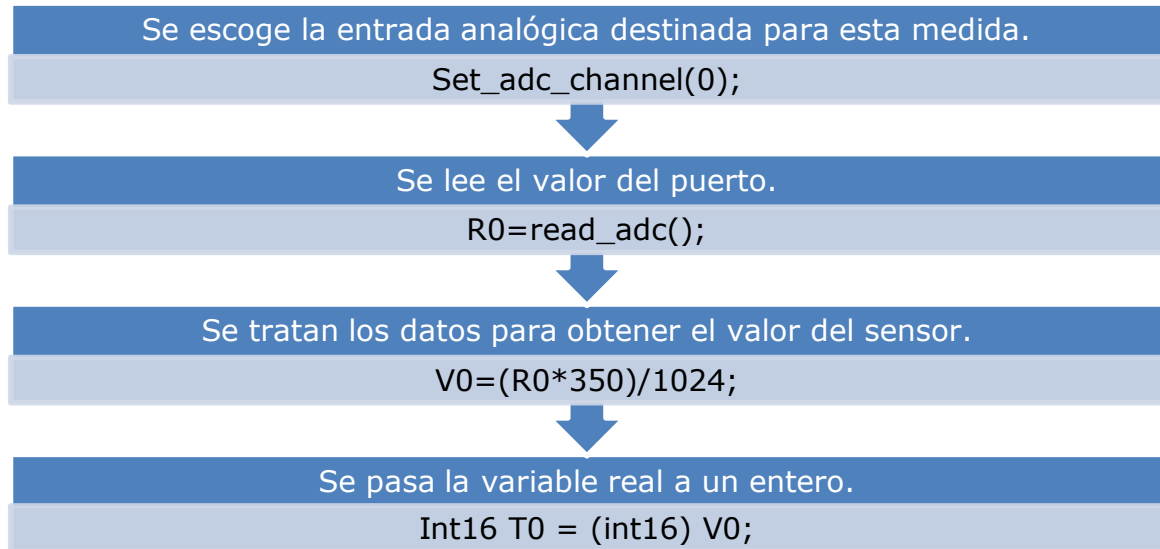


Figura 37. Adquisición de la corriente de las placas.

Llegados a este punto, se divide el valor de tensión obtenido en 3 dígitos, siendo éstos las unidades, décimas y centésimas, puesto que a la interface se enviarán de manera concatenada, para luego obtener la intensidad correspondiente. Este proceso se resume en la figura 38.

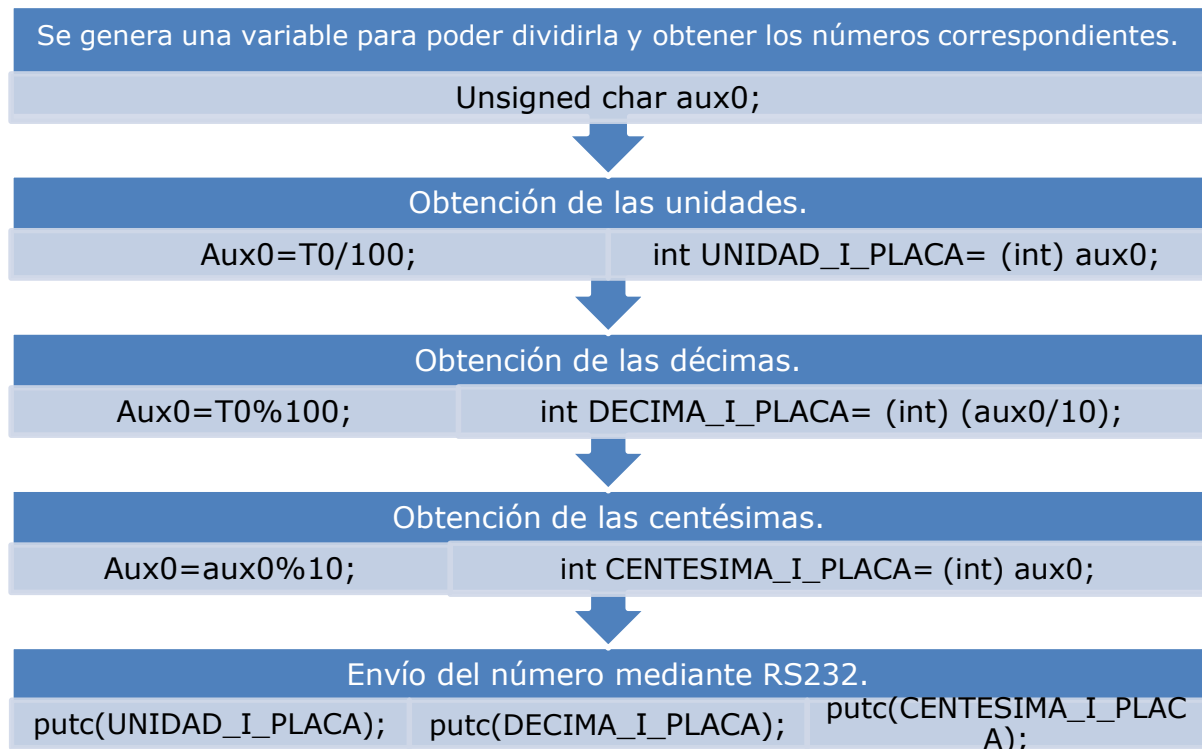


Figura 38. Envío de la corriente de las placas.

5.8.2. Representación de la corriente de placas

Una vez enviados a LabView®, se deberá, mediante la ecuación de la recta anterior, sacar el valor de intensidad al cual corresponde, siendo éste:

$$I = (V_{out} - 2,50)/0,02 \quad (49)$$

A continuación, en la figura 39, se muestra el diagrama de bloques destinado al procesamiento de la corriente de las placas.

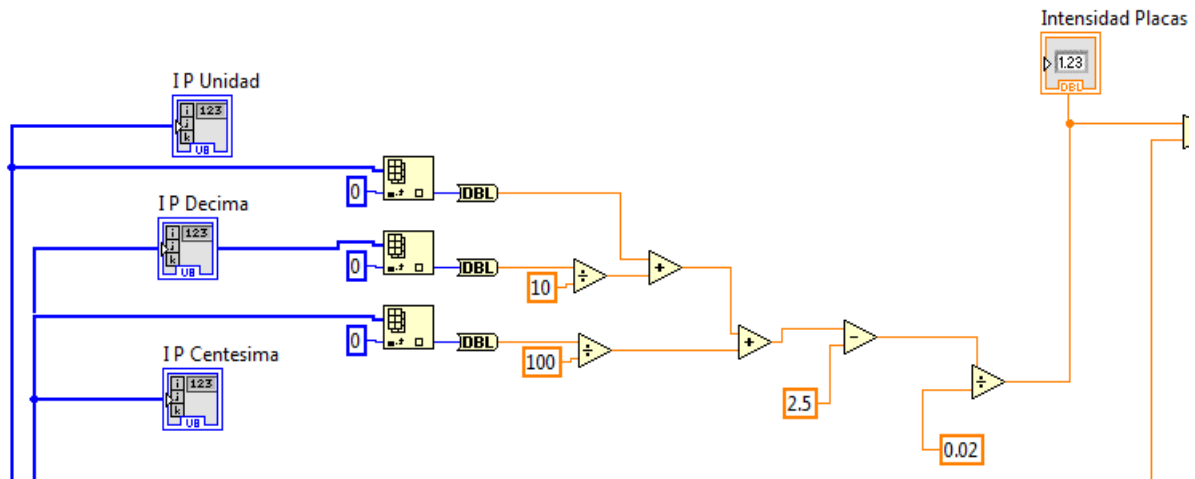


Figura 39. Diagrama de bloques para representar la corriente de placas.

5.9. Sensado de corriente de la casa

Para la medición de la corriente que entra al domicilio, se pondrá un sensor que dará una tensión de salida en continua en función de la corriente alterna que pase por él.

De toda la familia CRXXXX se escoge el CR9550-10, presentado en la figura 40, ya que es el que mejor se adapta a nuestra instalación, como se explicó en el apartado 4.1.

u colocación se realizará en la fase de la instalación, y sólo posee dos terminales, positivo y negativo que podrán ir directamente conectados al PIC.

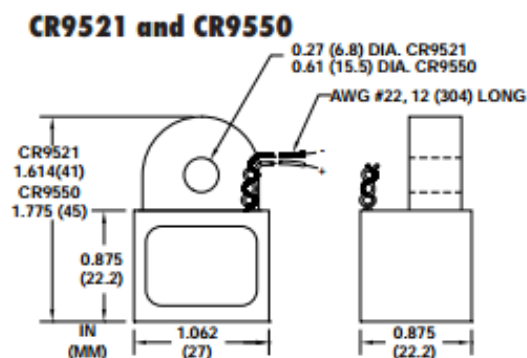


Figura 40. Esquema del sensor CR9550-10.

En la tabla 5.14 se muestran las especificaciones básicas del sensor, también recogidas en el anexo 1.15.

Tabla 5.14. Especificaciones del sensor CR9550-10.

Característica	Valores
Corriente de entrada medir [A]	0 - 10
Tensión de salida [V]	0 - 5
Frecuencia [Hz]	50 - 400

Como puede observarse en las especificaciones y por la linealidad garantizada por el fabricante, podemos establecer una relación directa entre la corriente de entrada y la tensión en la salida.

Dado que los valores de tensión que puede dar el sensor en su salida están dentro del rango máximo aceptado por el PIC, no hará falta ningún acondicionamiento previo para tomar la medida.

Por lo tanto se conectará directamente el terminal positivo a la entrada analógica AN4 del PIC. Para encontrar la relación exacta entre la tensión de salida y la corriente medida se puede determinar la ecuación de la recta que las determina:

$$y = mx + n \quad (50)$$

$$m = \frac{\Delta Y}{\Delta X} \quad (51)$$

Siendo:

- y: tensión obtenida en función de la corriente (Vout).
- x: corriente de entrada (I).
- m: pendiente.
- n: offset.

En este caso es muy fácil determinar los diferentes parámetros de la ecuación, sabiendo que:

- Vout = 0 cuando I=0.
- Vout= 5 cuando I=10.
- m = 0,5.
- n=0.

Finalmente, se obtiene:

$$V_{out} = 0,5 \cdot I \quad (52)$$

5.9.1. Adquisición de la corriente de la casa

Una vez conocida la relación entre ambas magnitudes, se procede a la recogida de datos mediante el ADC. A continuación, en la figura 41, se expone el código que muestra la lectura del valor de tensión, así como su tratado posterior y su envío a la interface de LabView® mediante RS232.

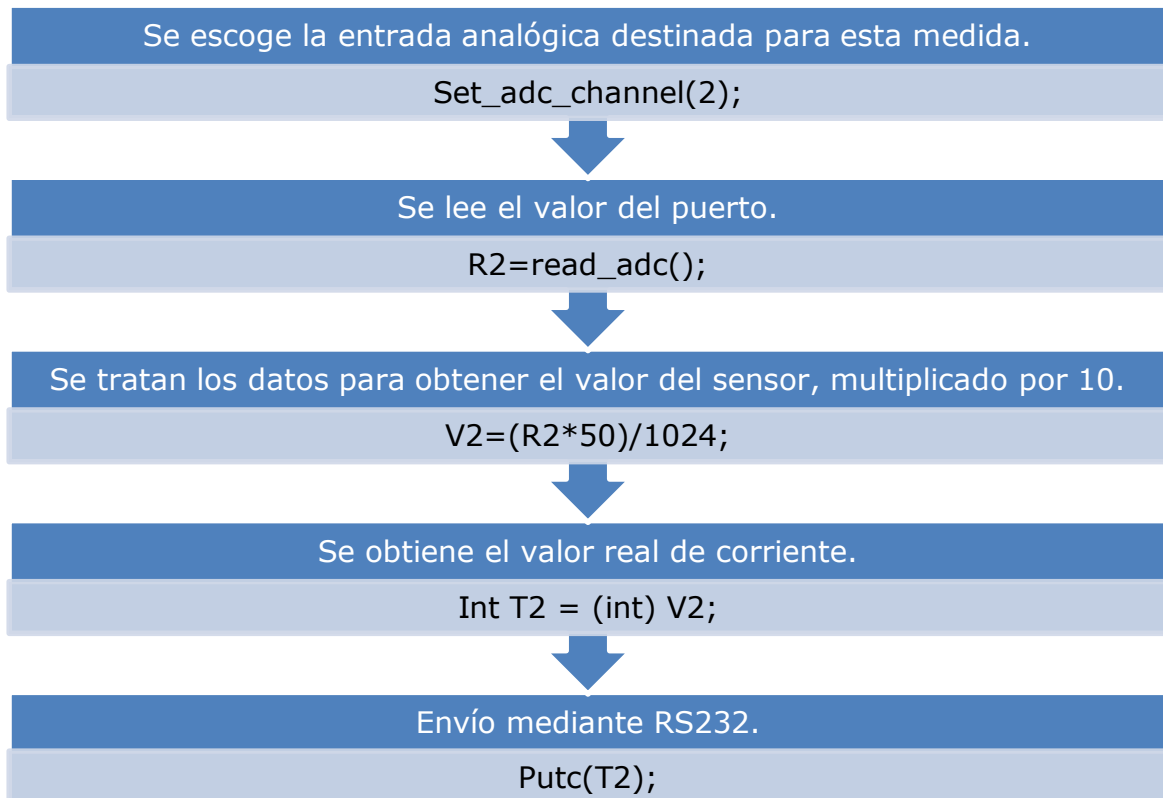


Figura 41. Adquisición y envío de la corriente de las baterías.

5.9.2. Representación de la corriente de casa

Una vez enviada la medida al LabView®, éste únicamente deberá dividirla entre 10 (para pasar del entero enviado al decimal que se quiere representar), tal y como muestra la figura 42:

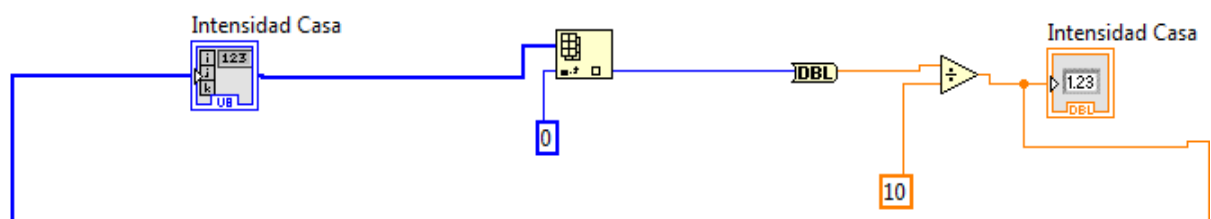


Figura 42. Diagrama de bloques en LabView® de la intensidad de la casa.

5.10. Sensado de la tensión de la batería

Al igual que en el caso de la medida de corrientes, hay que escoger unos sensores específicos para cada una de las medidas, dado que la tensión entre bornes de la placa es continua, y de un valor nominal de 24 V, igual que la de las baterías que en conjunto suman hasta un total de 24 V, pero muy alejado del valor de tensión que recibe el domicilio, siendo éste de unos 230 V en alterna.

Para el sensado de la tensión en la batería, se recurre al uso del sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V, por su fácil instalación y por el valor de tensión de salida. El sensor en cuestión, así como sus dimensiones y su esquema de conexiones pueden obtenerse desde el datasheet recogido en el anexo 1.16, y se muestra en la figura 43.

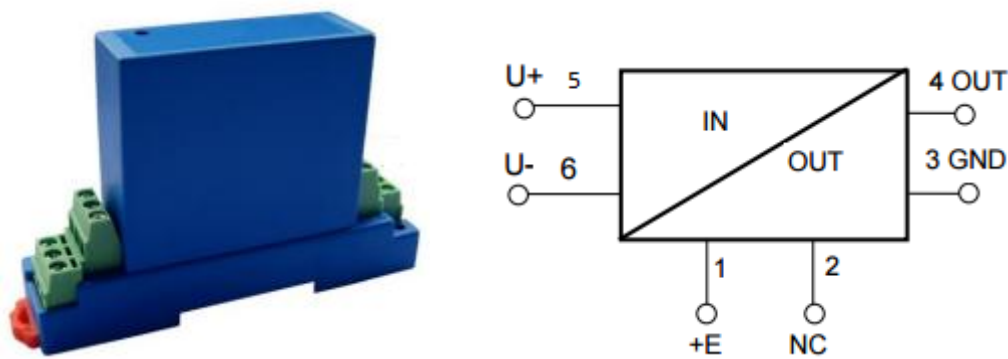


Figura 43. Sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V y su esquema de conexiones.

Se definen los diferentes terminales del sensor en la tabla 5.15.

Tabla 5.15. Especificaciones del sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V.

Terminal	Descripción		Valor [V]
1 +E	Alimentación del sensor		12
2 NC	No conectado		-
3 GND	Masa		0
4 OUT	Salida de tensión del sensado		$2,5 \pm 2,5$
5 U+	Entrada de Tensión a medir (+)		0,075 - 50
6 U-	Entrada de Tensión a medir (-)		0,075 - 50

Una vez especificado el sensor a utilizar, se recoge del datasheet la información necesaria para determinar qué valores de salida se encontrarán en función del

voltaje medido. Un breve resumen con los resultados que interesan para esta instalación se refleja en la tabla 5.16.

Tabla 5.16. Resultados obtenidos del sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V.

Tensión medida (V)	20,0	20,5	21,0	21,5	22,0	22,5	23,0	23,5	24,0
Tensión salida (V)	2,00	2,05	2,10	2,15	2,20	2,25	2,30	2,35	2,40

Con estos datos, es sencillo establecer la relación entre ambas magnitudes, que queda reflejada en la ecuación 53.

$$V_{out} = V_{in} \cdot 0,1 \quad (53)$$

5.10.1. Adquisición de la tensión de la batería

Para los valores de salida obtenidos, no hará falta un acondicionamiento de la señal, puesto que ya se trabaja dentro del rango máximo de tensiones para sus entradas analógicas, y por lo tanto puede conectarse directamente al PIC. A continuación se muestra el fragmento del código que se encargará de la lectura de la medida, así como de su tratado y envío a la interface en LabView® para su representación posterior. Este proceso se resume en la figura 44.

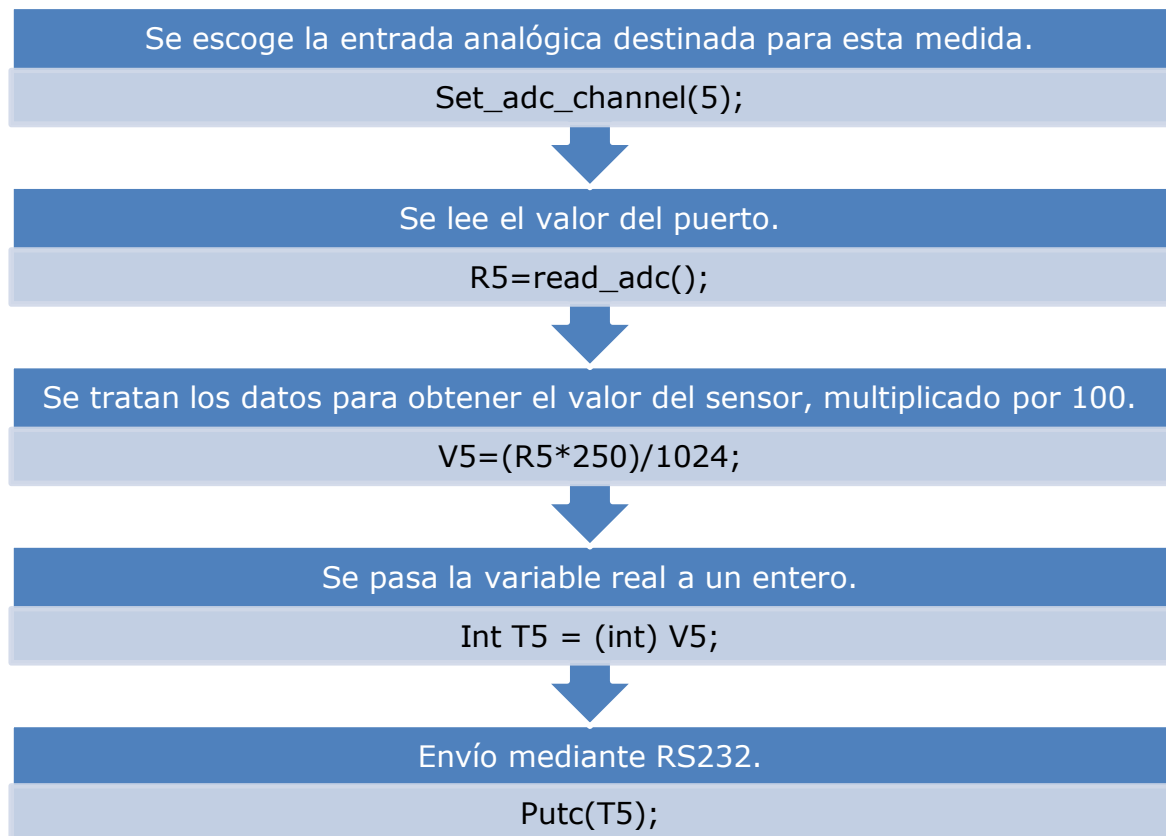


Figura 44. Adquisición y envío de la tensión de la batería.

5.10.2. Representación de la tensión de la batería

Una vez enviado el valor al LabView®, éste únicamente deberá dividirla entre 100 (para pasar del entero enviado al decimal que se quiere representar), como refleja la figura 45.

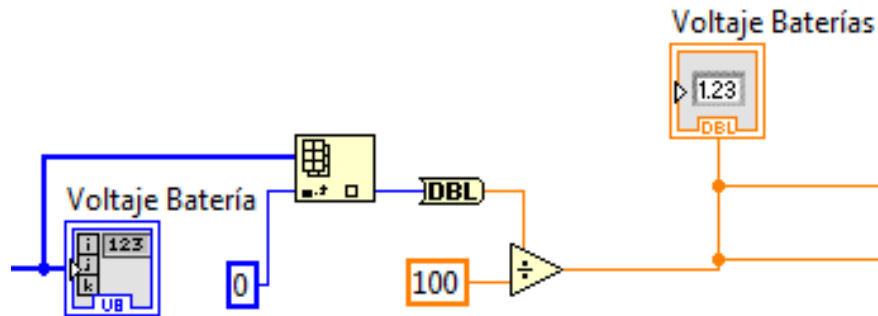


Figura 45. Diagrama de bloques en LabView® para la tensión en baterías.

5.11. Sensado de la tensión en la casa

Para el control de esta variable, se utilizará el sensor CYVS-32S0-0.5-300V. Es similar al utilizado para el sensado de la tensión en las baterías, pero en este caso la tensión a medir es superior y se trata de alterna.

Los valores se explican en el apartado 4.1. A continuación se detalla el conexionado de este sensor, obtenido del datasheet y mostrado en la figura 46. Este datasheet puede encontrarse en el anexo 1.17:

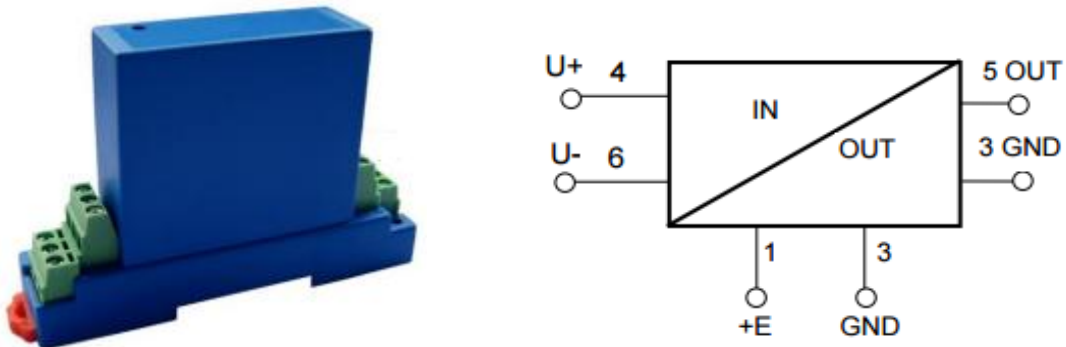


Figura 46. Sensor CYVS-32S0-0.5-B300V y su esquema de conexiones.

Se definen los diferentes terminales del sensor en la tabla mostrada a continuación.

Tabla 5.17. Especificaciones del sensor CYVS-32S0-0.5-300V.

	Terminal	Descripción	Valor (V)
1	+E	Alimentación del sensor	12
2	GND	Masa	0
3	GND	Masa	0
4	U+	Entrada de Tensión a medir (+)	0,05 - 300
5	OUT	Salida de tensión del sensado	2,5±2,5
6	U-	Entrada de Tensión a medir (-)	0,05 - 300

Una vez especificado el sensor a utilizar, se recoge del datasheet la información necesaria para determinar qué valores de salida se encontrarán en función del voltaje medido. La manera más fácil es determinar la ecuación de la recta que relaciona ambas magnitudes, partiendo de:

$$y = mx + n \quad (53)$$

$$m = \frac{\Delta Y}{\Delta X} \quad (54)$$

Siendo:

- y: tensión de salida en función de la tensión de entrada (Vout).
- x: tensión de entrada (Vin).
- m: pendiente.
- n: offset.

En este caso es muy fácil determinar los diferentes parámetros de la ecuación, sabiendo que:

- Vout = 0 V cuando Vin = 0 V.
- Vout = 5 V cuando Vin = 300 V.
- m = 5/300.
- n = 0.

Finalmente, se obtiene:

$$V_{out} = \frac{5}{300} \cdot V_{in} \quad (55)$$

5.11.1. Adquisición de la tensión de la casa

Para los valores de salida obtenidos, no hará falta un acondicionamiento de la señal, puesto que ya se trabaja dentro del rango máximo de tensiones para sus entradas analógicas, y por lo tanto puede conectarse directamente al PIC. A continuación se muestra el fragmento del código que se encargará de la lectura de la medida, así como de su tratado y envío a la interface en LabView® para su representación posterior. Este proceso se resume en la figura 47.

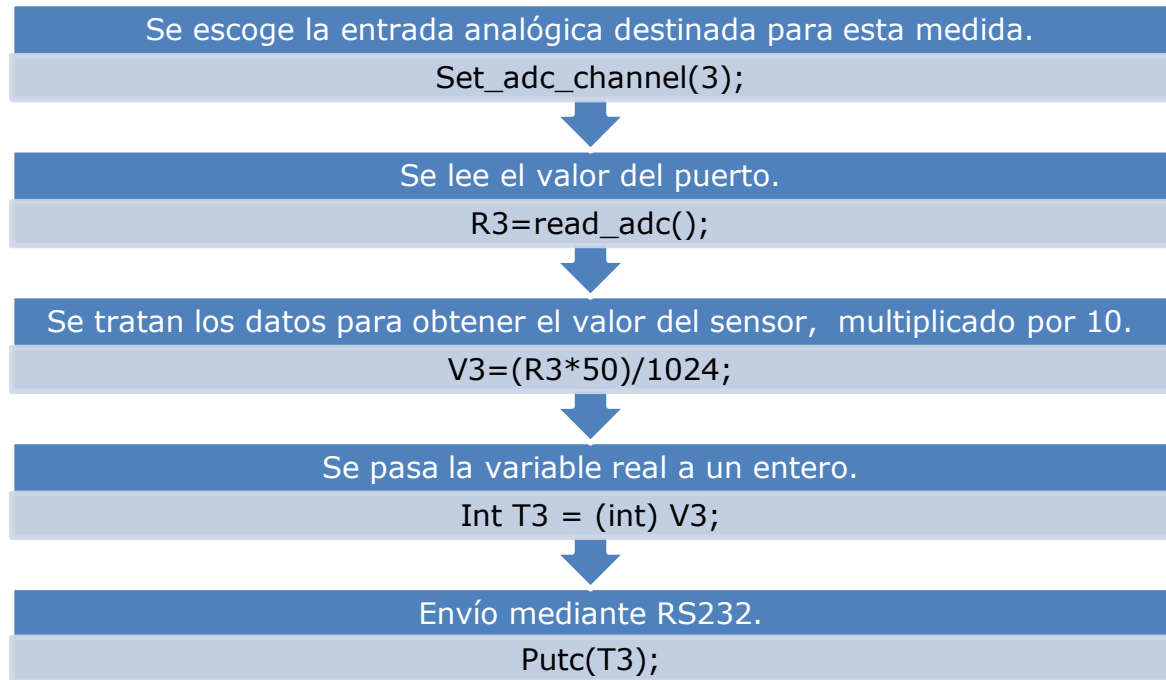


Figura 47. Adquisición de la tensión de la casa.

5.11.2. Representación de la tensión de la casa

Una vez enviada la medida al LabView®, éste deberá realizar la conversión previa, para obtener el valor real de tensión en la entrada del domicilio, y dividir entre 10 para obtener el resultado con un decimal. Para la conversión, partiendo de la ecuación 54 se obtiene.

$$V_{in} = \frac{300}{5} \cdot V_{out} \quad (55)$$

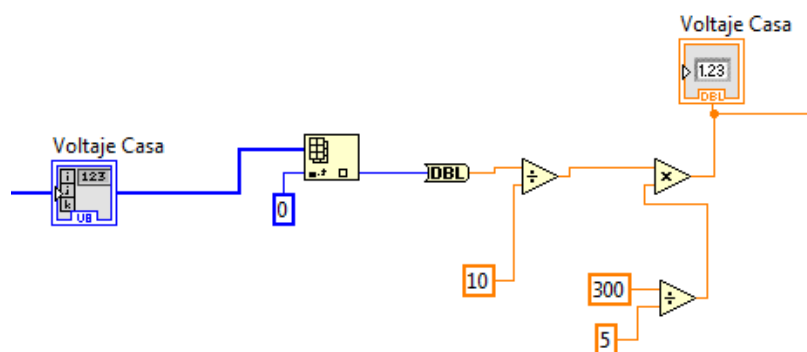


Figura 48. Diagrama de bloques en LabView® del voltaje del domicilio.

5.12. Sensado de la tensión de las placas

Para este sensado, se recurre al uso del sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V, por su fácil instalación y por el valor de tensión de salida. Los valores de voltaje de las placas se explican en el apartado 4.1. El sensor en cuestión, así como sus dimensiones y su esquema de conexiones pueden obtenerse desde el datasheet , y se muestra en la figura 49. El datasheet puede encontrarse en el Anexo 1.16:

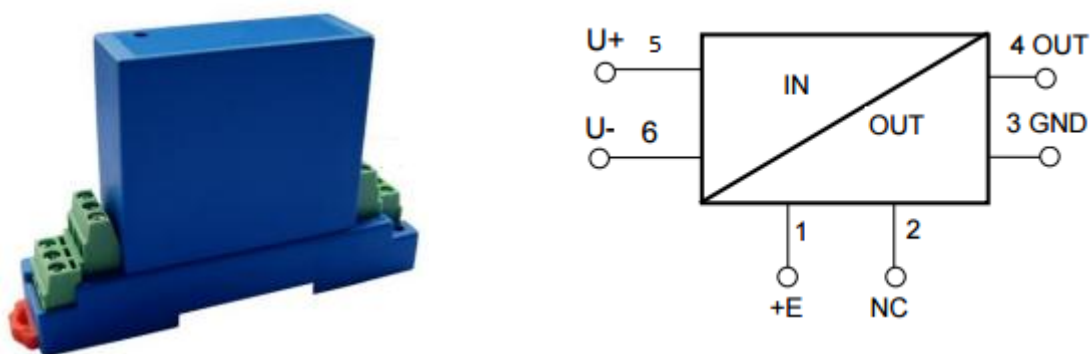


Figura 49. Sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V y su esquema de conexiones.

Se definen los diferentes terminales del sensor en la tabla mostrada a continuación.

Tabla 5.18. Especificaciones del sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V.

Terminal	Descripción		Valor (V)
1 +E	Alimentación del sensor		12
2 NC	No conectado		-
3 GND	Masa		0
4 OUT	Salida de tensión del sensado		$2,5 \pm 2,5$
5 U+	Entrada de Tensión a medir (+)		0,075 - 50
6 U-	Entrada de Tensión a medir (-)		0,075 - 50

Una vez especificado el sensor a utilizar, se recoge del datasheet la información necesaria para determinar qué valores de salida se encontrarán en función del voltaje medido. Un breve resumen con los resultados que interesan para esta instalación se refleja en la tabla 5.19.

Tabla 5.19. Resultados obtenidos del sensor CYVT03-34S0-0.2-B50V.

Tensión medida (V)	20,0	20,5	21,0	21,5	22,0	22,5	23,0	23,5	24,0
Tensión salida (V)	2,00	2,05	2,10	2,15	2,20	2,25	2,30	2,35	2,40

Con estos datos, es sencillo establecer la relación entre ambas magnitudes, que queda reflejada en la ecuación 56.

$$V_{out} = V_{in} \cdot 0,1 \quad (56)$$

5.12.1. Adquisición de la tensión en placas

Para los valores de salida obtenidos, no hará falta un acondicionamiento de la señal, puesto que ya se trabaja dentro del rango máximo de tensiones para sus entradas analógicas, y por lo tanto puede conectarse directamente al PIC.

A continuación, en la figura 50, se muestra el fragmento del código que se encargará de la lectura de la medida, así como de su tratado y envío a la interface en LabView® para su representación posterior.

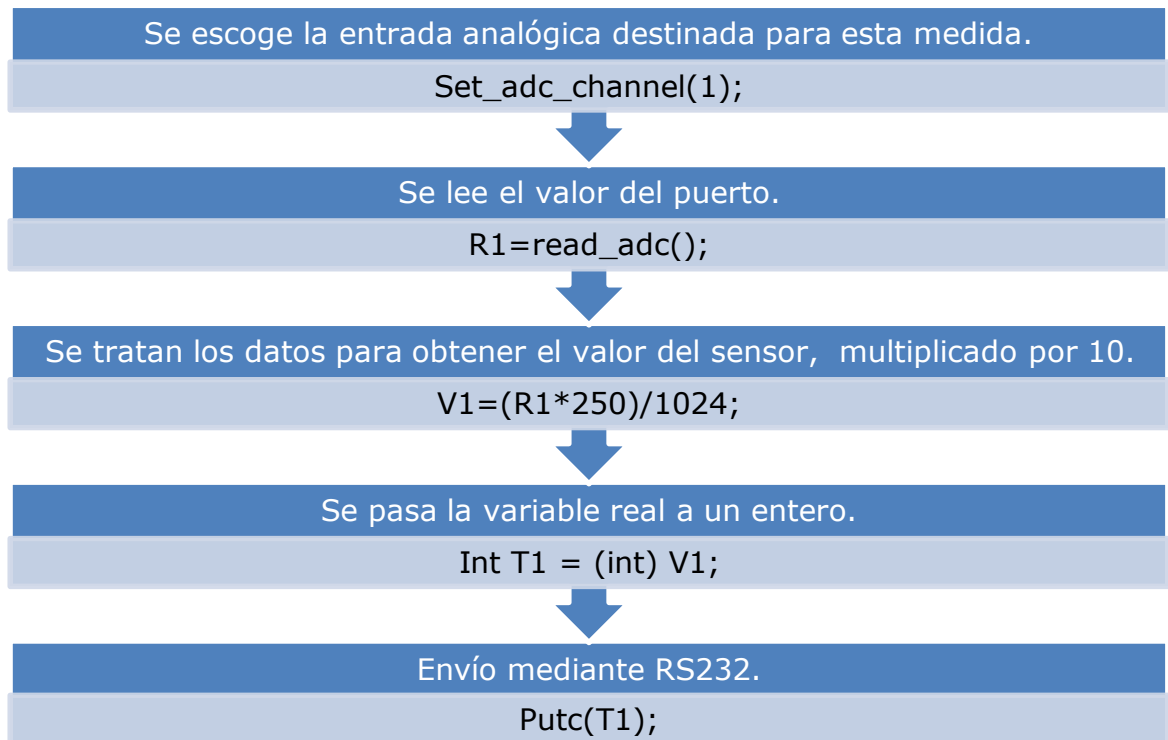


Figura 50. Adquisición y envío de la tensión de la casa.

5.12.2. Representación de la tensión en placas

Una vez enviado el valor al LabView®, éste únicamente deberá dividirla entre 100 (para pasar del entero enviado al decimal que se quiere representar), como refleja la siguiente figura.

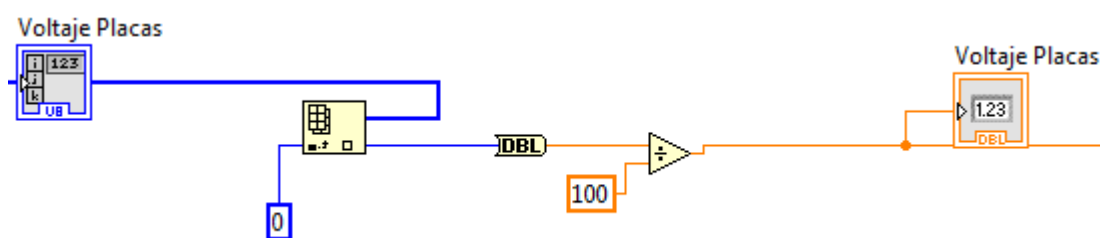


Figura 51. Diagrama de bloques en LabView® del voltaje de las placas.

5.13. Sensado de la irradiancia

Para medir la irradiancia, se usará el mismo sensor que determina la temperatura de las placas que ya se había definido. Los valores de irradiancia a medir vienen explicados en el apartado 4.1. El sensor en cuestión es el Si-01TC-T, que se muestra en la figura 52.



Figura 52. Sensor Si-01TC-T.

En el propio datasheet, adjuntado en el anexo 1.13, se indica la correspondencia del cableado, y se recogen en la tabla 5.20.

Tabla 5.20. Especificaciones de conexionado del Si-01TC-T.

Color	Descripción	Entrada
Naranja	Irradiancia	-
Marrón	Temperatura	-
Rojo	Alimentación positiva	5 V
Negro	Alimentación negativa	GND
Negro (mayor diámetro)	Escudo	GND

También se indica el valor de salida de tensión en función de la irradiancia sensada. El sensor da en su salida entre 0 V y 1 V para una irradiancia de entrada entre 0 W/m² y 1000 W/m². Con estos datos y con la linealidad garantizada por el proveedor, se obtiene la relación entre ambas magnitudes, reflejada en la ecuación 57.

$$V_{out} = \frac{\text{Irradiancia}}{1000} \quad (57)$$

Mediante esta fórmula, se calculan los diferentes valores de tensión que se obtendrán en la entrada del PIC. Un ejemplo de ello se refleja en la tabla 5.21.

Tabla 5.21. Especificaciones de conexionado del Si-01TC-T.

Irradiancia [W/m ²]	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Voltaje salida [V]	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0

5.13.1. Adquisición de la irradiancia

Al tratarse de valores entre 0 V y 1 V, la conexión se puede hacer directamente en la entrada analógica 6 del PIC. A continuación, en la figura 53, se muestra un fragmento del código que realiza la función de lectura de este sensor e interpretación de los datos, para luego ser enviados a LabView®.

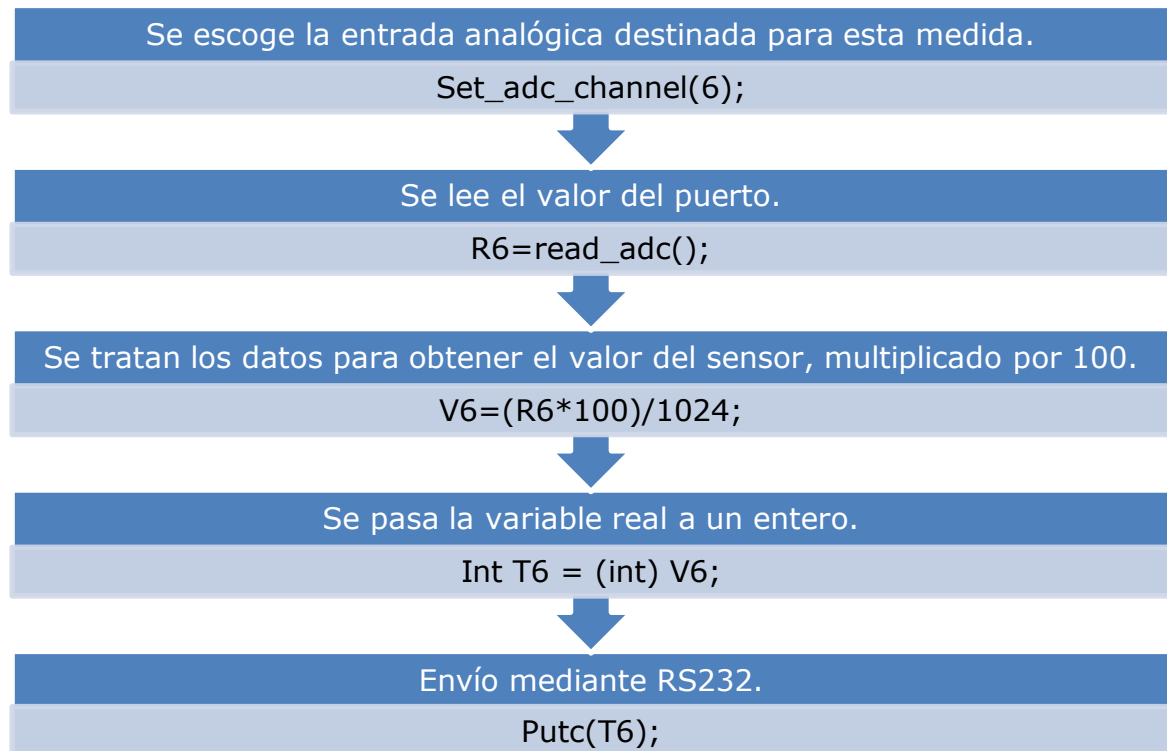


Figura 53. Adquisición y envío de la irradiancia.

5.13.2. Representación de la irradiancia

Una vez en Labview, se interpreta el voltaje leído y enviado para tratarlo y obtener el valor de irradiancia correspondiente. Se obtiene de manera sencilla y a partir de la ecuación anterior. Al despejar, la ecuación resultante es la 58.

$$\text{Irradiancia} = V_{out} \cdot 1.000 \quad (58)$$

Conocida la relación, se efectuará esta conversión en la interface, quedando reflejado en la figura 54.

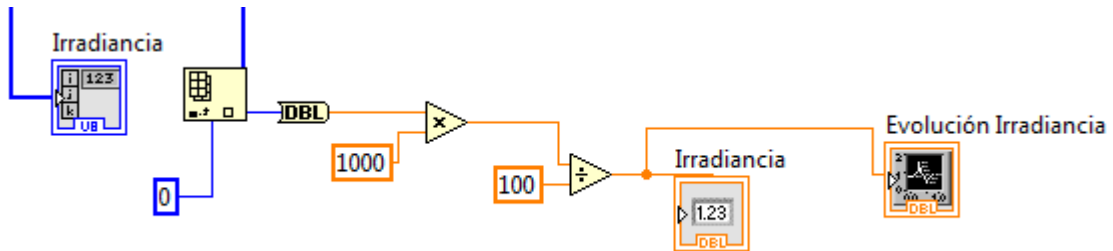


Figura 54. Diagrama de bloques en LabView® para la irradiancia.

Este parámetro queda representado en una gráfica que permitirá ver la evolución durante un periodo de tiempo y poder comparar los valores con los obtenidos durante otro periodo de tiempo.

CAPÍTULO 6:

REPRESENTACIÓN EN

LABVIEW®

6.1. Introducción

En este apartado se describe la interfaz creada para el usuario. En ella, se encuentran las diferentes variables sensadas, siendo éstas las corrientes, tensiones y temperaturas ambiente y de placa.

A partir de éstas, se calcularán muchas otras como las potencias, rendimientos, carga de la batería, autonomía, etc.

Para entender cómo se procesan los datos, previamente hay que hacer una breve introducción para saber paso a paso cómo se transmite la información hasta finalmente ser representada en el entorno visual de LabView®.

Mediante programación del PIC, lo que se realiza es un envío conjunto de las diferentes variables sensadas. Estas llegan al LabView® en forma de un vector de 14 elementos, cada uno de ellos de un valor entre 0 y 255, que representarán las diferentes variables así como sus decimales.

Una vez recibido el vector, se trocea de manera que podamos escoger cada elemento de manera individual, pudiendo así separar las diferentes variables y proceder a su tratado.

Una vez ya se han tratado y se obtiene el valor real de la medida, los resultados se exponen en forma de una gráfica exportable a Excel.

6.2. Parámetros calculados a partir de los obtenidos en las lecturas

A partir de los valores medidos en las diferentes entradas analógicas, se procede al cálculo de diferentes magnitudes resultantes de hacer operaciones con las obtenidas. Estos parámetros son:

- Potencia de las baterías, de las placas y de la casa.
- Capacidad actual de las baterías así como su porcentaje de carga.
- Autonomía de las baterías.
- Rendimiento placa batería.

6.3. Representación de los datos

En el entorno visual de LabView®, se muestra un menú con diferentes paneles y diferentes casillas. En la figura 55 se muestra el menú principal donde se pueden discernir los diferentes elementos. Se añade una breve descripción de los 5 subelementos.

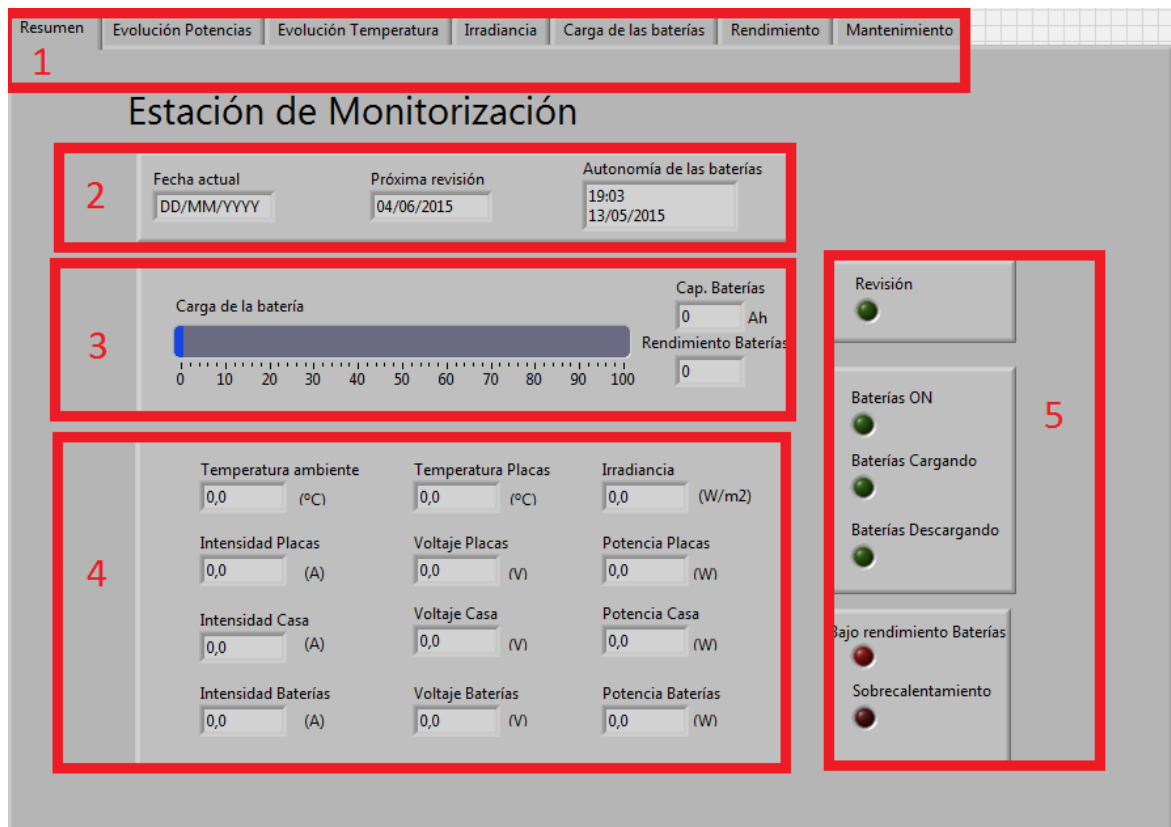


Figura 55. Menú principal de la interfaz.

6.3.1. Conjunto de pestañas:

Permiten visualizar el parámetro en concreto deseado o bien tener una visión del conjunto. Dentro de estas pestañas se encuentran:

- Resumen: visualización de los valores instantáneos de las diferentes variables así como de sus resultantes, además de diferentes alarmas.
- Evolución de las temperaturas: se expone en un gráfico la temperatura ambiente y de placa, así como su evolución durante un periodo de tiempo. Los datos son exportables a Excel para un posterior tratado si se deseara.

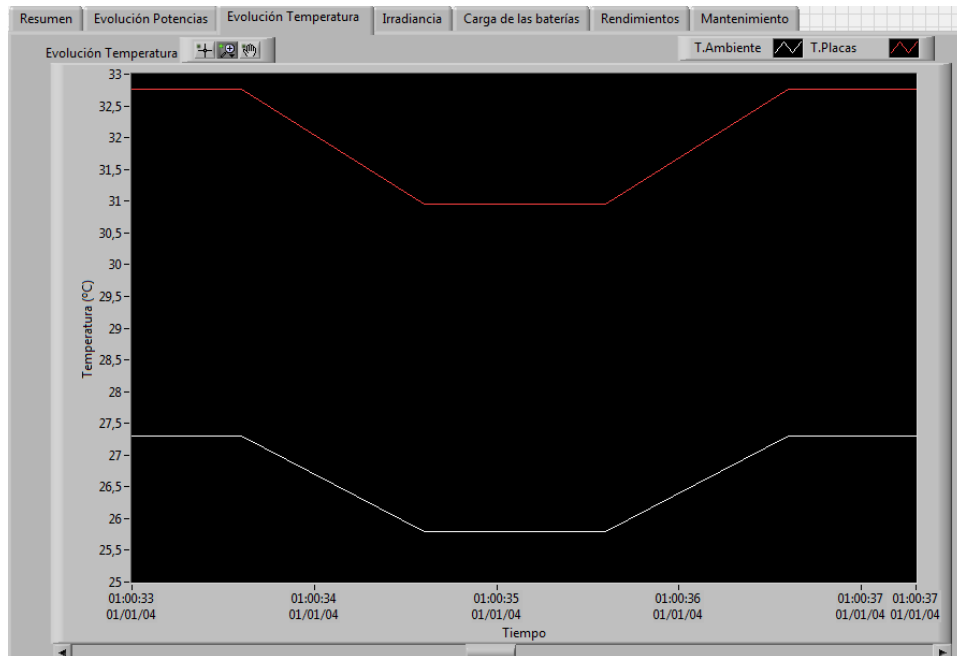


Figura 56. Evolución de las temperaturas.

- Evolución de la irradiancia: este parámetro también es importante a la hora de tener un control sobre la instalación y para poder comparar periodos de tiempo durante el año o los diferentes años de uso.

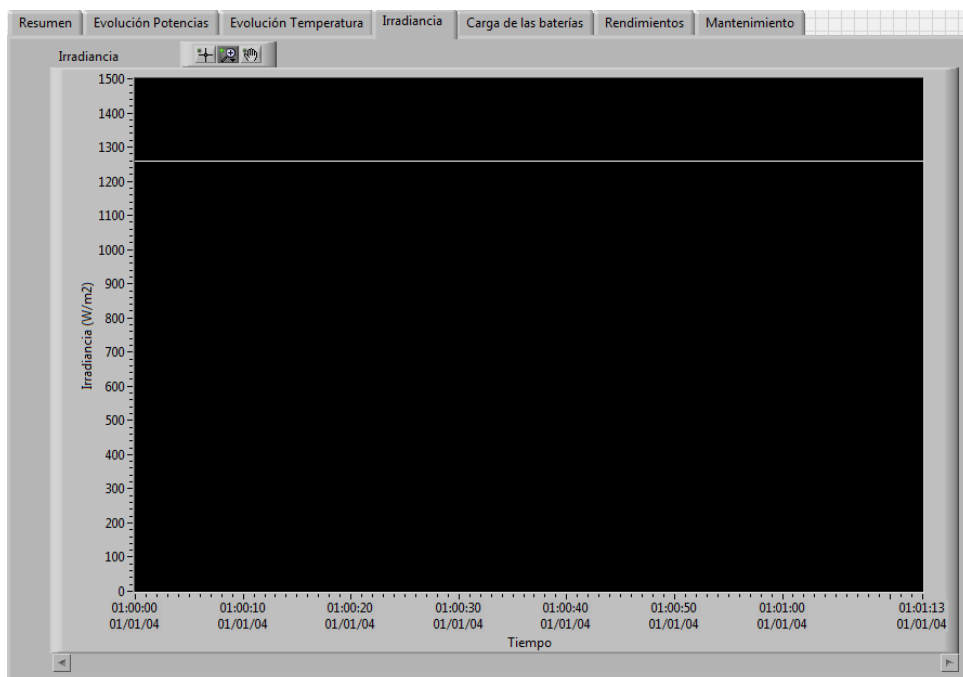


Figura 57. Evolución de las temperaturas.

- Carga de las baterías: este apartado es de importancia, puesto que interesa que las baterías nunca se descarguen por completo, al igual que tampoco conviene que se sobrecarguen. Mediante esta gráfica se puede ver la evolución a lo largo del día o de los meses y determinar si las baterías han pasado por descargas críticas.

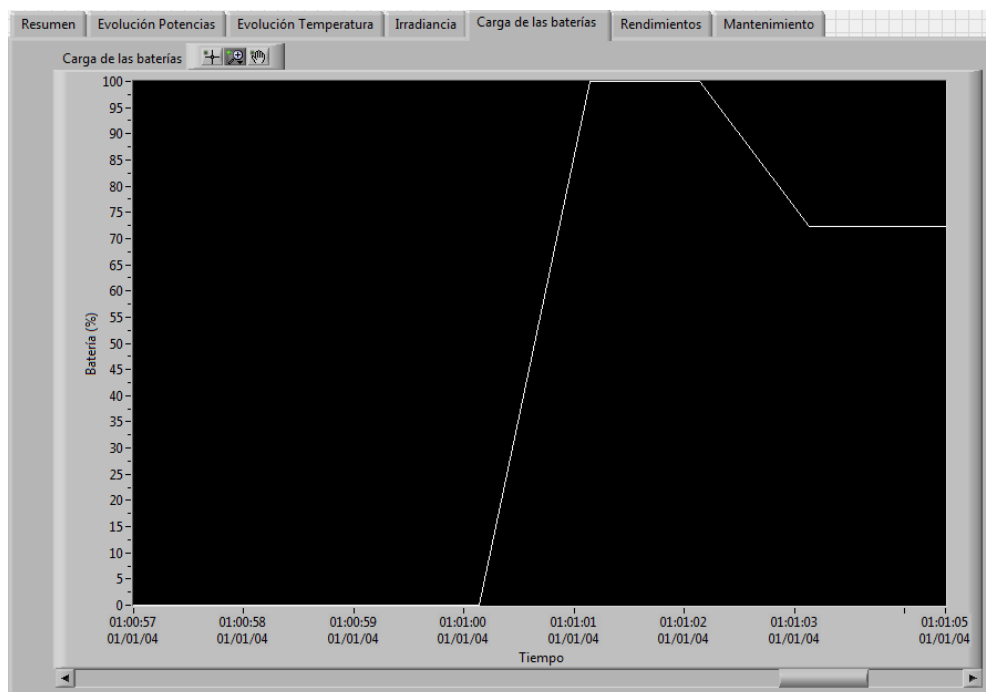


Figura 58. Evolución de la carga de la batería.

- Rendimientos de las placas y la batería: en esta pestaña se visualizan el rendimiento de ambas, en relación con la potencia entregada y la absorbida por la batería.

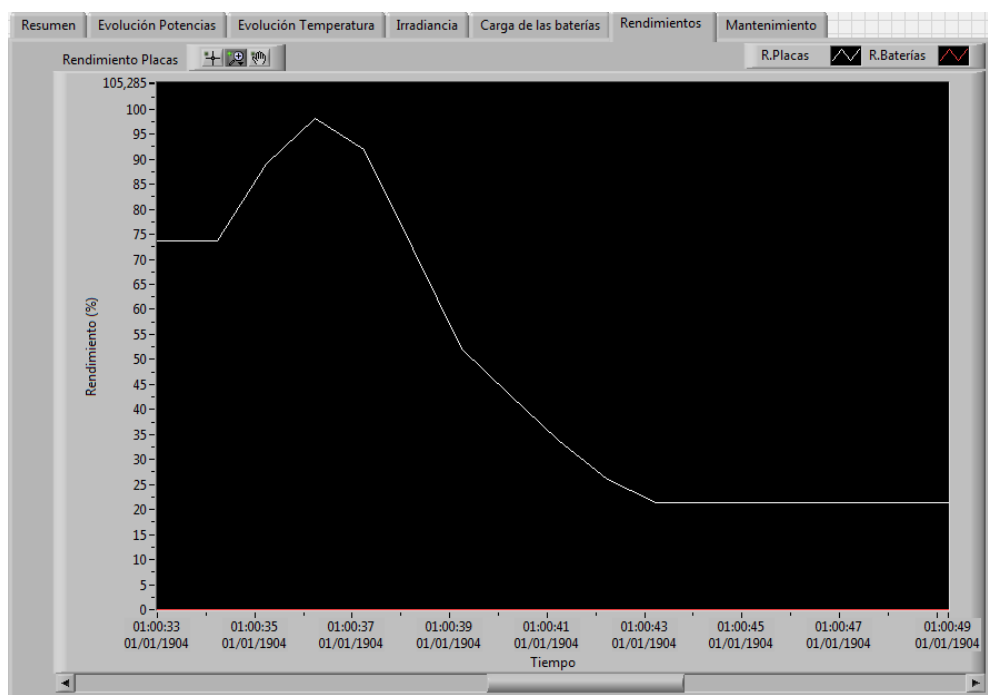


Figura 59. Evolución de los rendimientos.

- Mantenimiento: esta pestaña es de utilidad para quien deba hacer la revisión de las instalaciones o si se detectara algún problema con la placa. En este apartado se aprecian los valores de las variables antes de ser tratadas por el LabView®, con lo cual, si fuera algún dato en concreto el que no se mostrara, se podría detectar con gran facilidad.

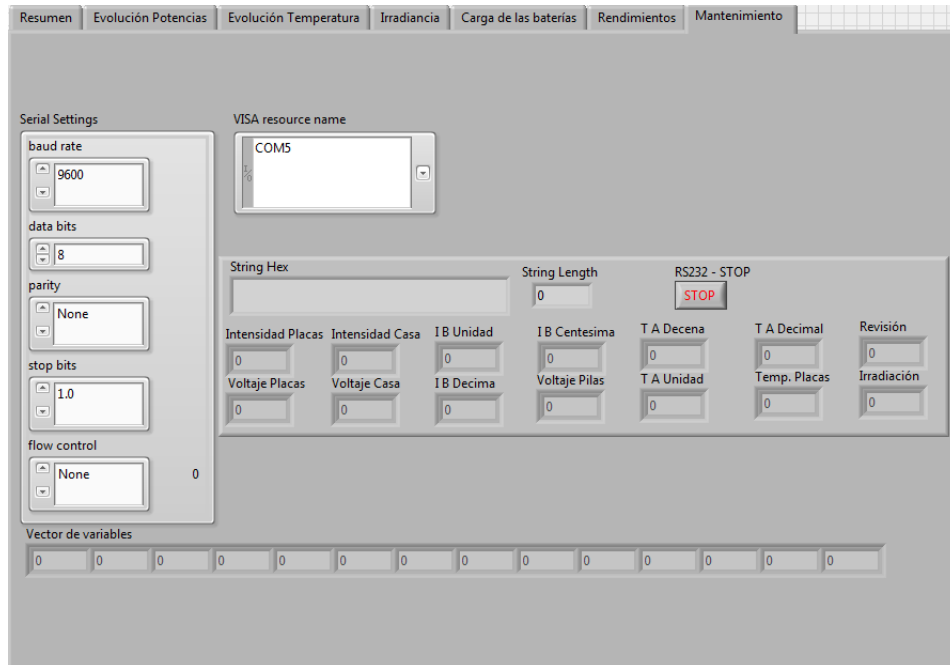


Figura 60. Menú de mantenimiento.

- Potencias: el parámetro más importante, con el cual se puede observar la potencia tanto de las placas, como de las baterías y la casa. Se pueden exportar los datos a Excel para tratar de encontrar fenómenos de interés sobre la instalación.

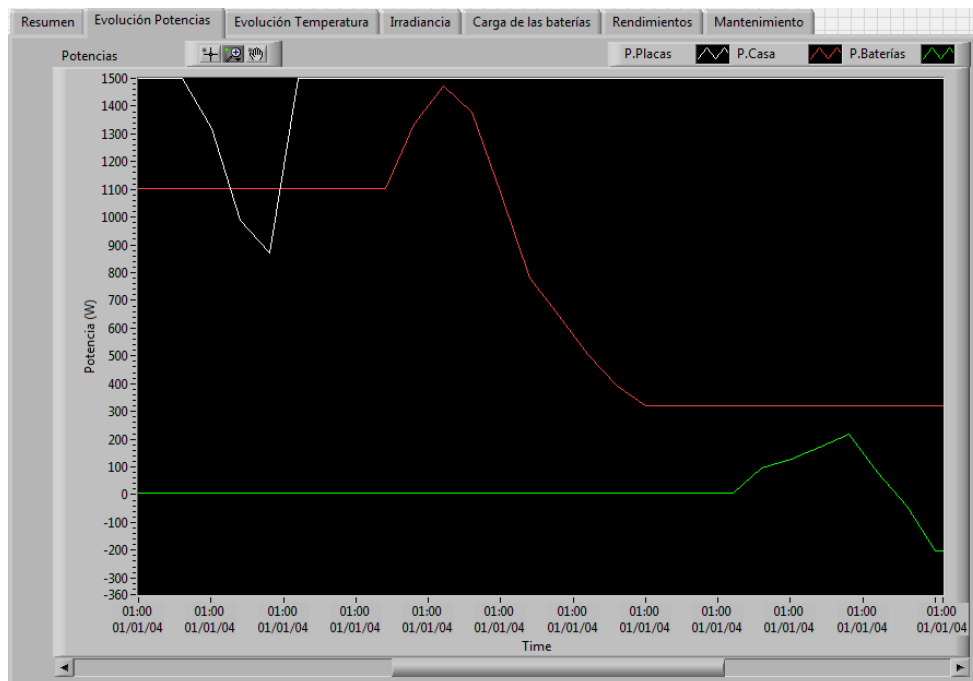


Figura 61. Evolución las potencias.

6.3.2. Fechas y autonomía

- Fecha actual del día, mes y año.

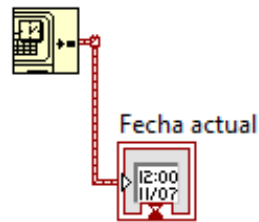


Figura 62. Obtención de la fecha actual.

- Próxima revisión: en esta celda, tras realizar la revisión de las instalaciones y pulsar en la interface un botón de OK conforme se ha llevado a cabo tal revisión, añade 6 meses a la fecha del último día.
- Autonomía de las baterías: aquí se mostrará la fecha para cuando las baterías se agotarán si no se recargaran. Este cálculo se realiza en función de la carga actual de las baterías y del consumo del domicilio. Por ejemplo: Si en este momento la capacidad de las baterías es de 1200 Ah y está circulando una intensidad de -5 A (descargándose), la autonomía de las baterías serán de unas 240 h, es decir, de 10 días.

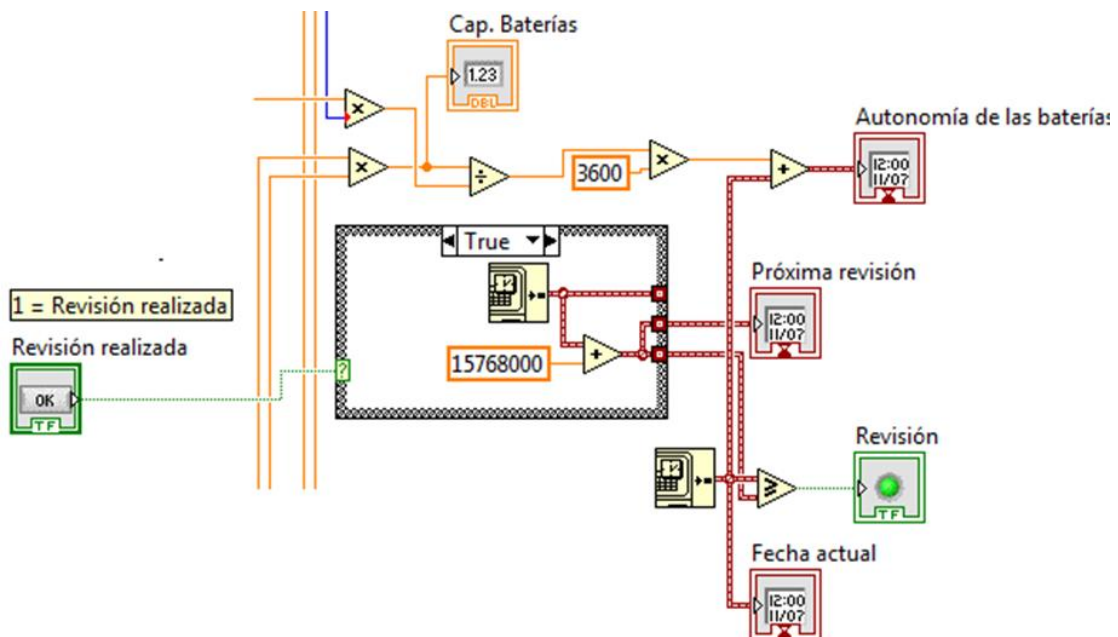


Figura 63. Próxima revisión y autonomía de las baterías.

6.3.3. Carga de las baterías y capacidad de las baterías.

Ambos parámetros están relacionados, puesto que los dos vienen determinados por el voltaje leído en bornes de la batería. Para determinar estos parámetros, que poseen una relación proporcional con el voltaje, se determina la ecuación de la recta que los relaciona. Primero con la capacidad de la batería:

$$y = mx + n \quad (59)$$

$$m = \frac{\Delta Y}{\Delta X} \quad (60)$$

Siendo:

- y: capacidad actual de la batería, medida en Ah (Capbat).
- x: voltaje leído en bornes de las baterías, en V (Vbat).
- m: pendiente.
- n: offset.

En este caso es muy fácil determinar los diferentes parámetros de la ecuación. Primero hay que saber que el conjunto de las 12 celdas que contiene la batería mostrarán 1,85 V cada una cuando están descargadas (0% de batería) y 2,0 V cuando están completamente cargadas (100% de batería). Tratándolas en conjunto y al encontrarse en serie, se tendrá un total de 22,2 V cuando estén descargadas y 24,0 V cuando estén cargadas. Conocidas estas relaciones, se puede determinar:

- Capbat = 0 Ah cuando Vbat = 22,2 V.
- Capbat = 1535 Ah cuando Vbat = 24,0 V.
- m = 852,61.
- n = -18.927,94.

Siendo la ecuación de la recta resultante:

$$Capbat = 852,61 \cdot Vbat - 18927,94 \quad (61)$$

Para el porcentaje de carga de la batería se utiliza el mismo proceso, siendo los únicos parámetros a cambiar:

- NCarga = 0% cuando Vbat = 22,2 V.
- NCarga = 100% cuando Vbat = 24,0 V.
- m = 55,56.
- n = -1233,33.

Resultando así:

$$NCarga = 55,56 \cdot Vbat - 1233,33 \quad (62)$$

La obtención de estos resultados queda reflejado en las figuras 64 y 65:

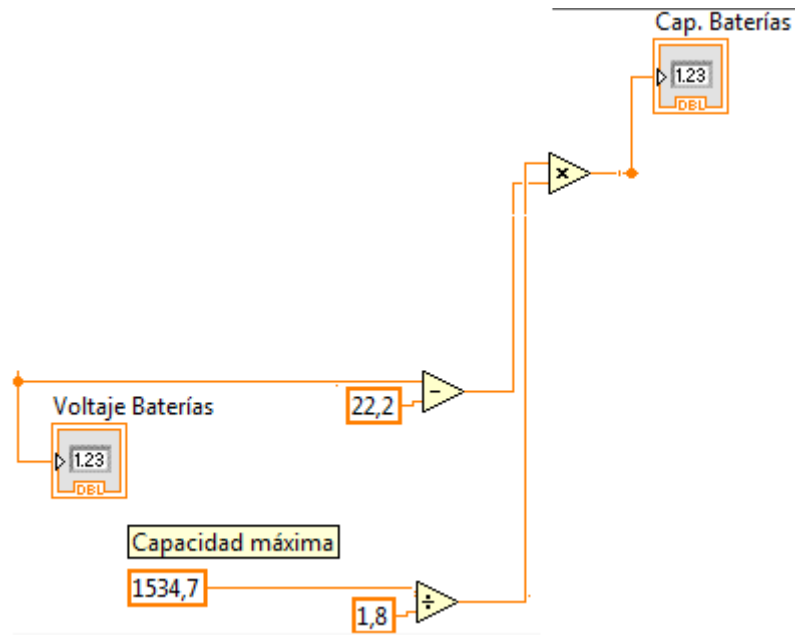


Figura 64. Capacidad de las baterías en función del voltaje.

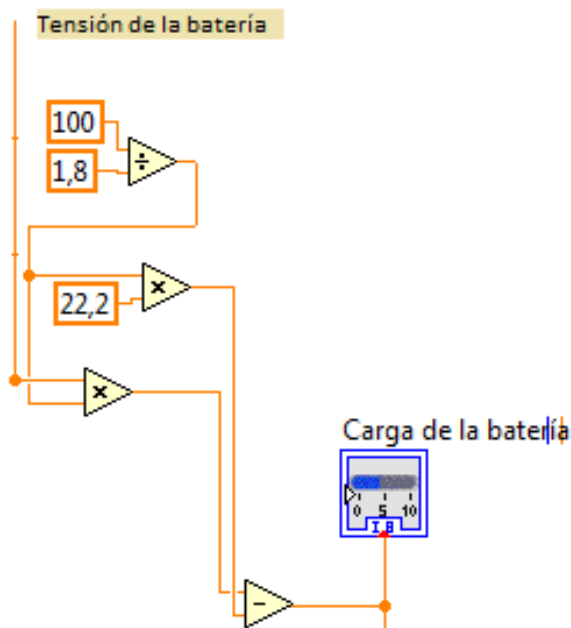


Figura 65. Nivel de carga de las baterías en función del voltaje.

6.3.4. Resumen

En este apartado se encuentra el resumen de todas las variables sensadas, así como de las potencias obtenidas a través de las primeras y también los rendimientos.

6.3.5. Sistema de LEDs

Esta última sección tiene como objetivo indicar al usuario visualmente si todo está en orden, y en qué estado se encuentran los diferentes elementos como las baterías y las placas:

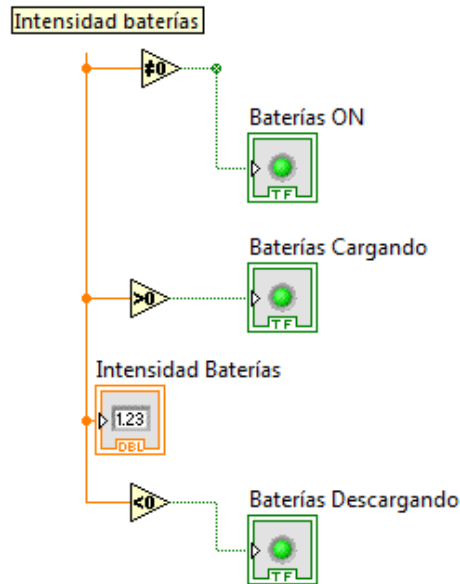


Figura 67. LEDs de ON, Carga y descarga de las baterías.

- Bajo rendimiento: la potencia que llega a las baterías nunca será exactamente la aportada por la batería, ya que siempre hay pérdidas entre los diferentes elementos. En este caso, se determina que el rendimiento siempre tendrá que ser de un 98 por ciento o superior. En caso contrario, el LED se encenderá y habrá que investigar cuáles son las posibles causas.

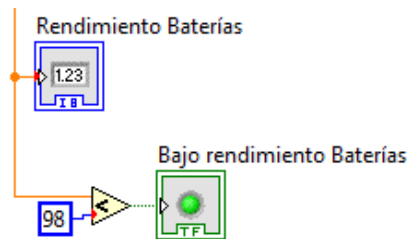


Figura 68. LED de bajo rendimiento de las baterías.

- Sobrecalentamiento: si la temperatura medida en la placa supera a la temperatura ambiente más de 20 °C, este LED se encargará de indicar tal problema.

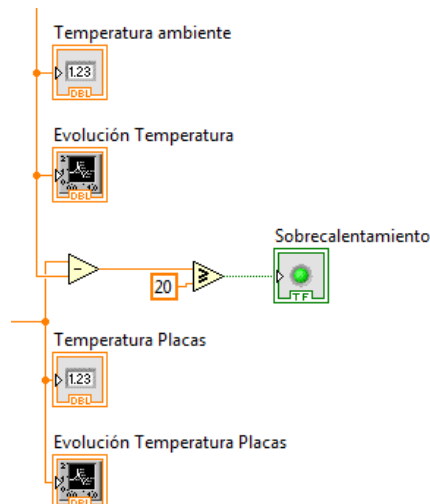


Figura 69. LED de sobrecalentamiento de las placas.

CAPÍTULO 7:

SIMULACIONES

7.1. Introducción

En este apartado se mostrarán las simulaciones realizadas con el programa PROTEUS. El objetivo de esta simulación es mostrar cómo se transfiere la información desde los sensores, pasando por el PIC, hasta ser enviado mediante RS232.

El circuito utilizado es más simplificado, aunque el funcionamiento básico es el mismo que el utilizado para la unidad de monitorización. El único problema es que la mayoría de los sensores utilizados en la realización del proyecto no se encuentran presentes en las librerías de PROTEUS. El único sensor disponible en la librería es el LM35.

Posibles soluciones

Primero se deben encontrar elementos que realicen una función similar a la de los sensores. Las opciones que más se asimilan podrían ser el uso de potenciómetros alimentados a 5 V, con lo cual en su salida se obtendrían un rango entre 0 V y 5 V. Otra opción puede ser el uso de fuentes de tensión regulables, o generadores de funciones, pudiendo variar su valor de tensión en DC entre 0 V y 5 V, dependiendo de los valores de salida del sensor que representen.

Solución escogida

Se opta por el uso de fuentes de tensión continua, puesto que se puede establecer el valor de voltaje deseado, y así ver los diferentes parámetros en una misma prueba.

Con esto, se conseguirá simular el funcionamiento de todos los sensores, puesto que todos los escogidos dan un valor de tensión en DC en su salida en función

del valor de la medida sensada. Estas fuentes se configuran para que den una tensión de valor específico. El LM35, a diferencia del resto de sensores, si se encuentra en la librería, y por lo tanto no hará falta sustituirlo por una fuente.

7.2. Descripción del proceso

Inicialmente se decide simular el circuito básico en PROTEUS, sustituyendo los sensores por fuentes que darán un valor constante en su salida, exceptuando el LM35.

Se monitorizarán el valor de las variables. El esquema del circuito utilizado se encuentra en el plano número 5 anexo en la carpeta de planos. Para poder observar los valores de voltaje obtenidos, se requieren los siguientes elementos:

- Fuentes de tensión con sus sondas correspondientes para ver el valor instantáneo.

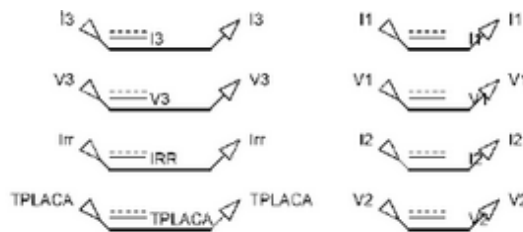


Figura 70. Fuentes de tensión y sondas.

- Multiplexor para poder ver tanto la temperatura ambiente como la de placa.

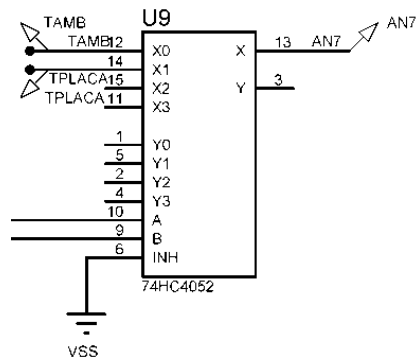


Figura 71. Multiplexor.

- Terminal virtual: con este instrumento, se podrán leer los valores obtenidos en la salida del PIC, enviados mediante RS232 a través de los pines Tx y Rx.

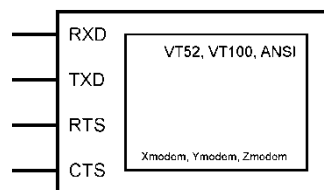


Figura 72. Terminal virtual.

- Conversor hexadecimal a decimal. Algunas calculadoras incorporan esta opción, o bien en internet también existen una gran cantidad de conversores online.

7.3. Simulación inicial con PROTEUS

Primero de todo hay que definir bien los parámetros de los diferentes elementos para poder deducir el resultado que se obtendrá:

- Se sensarán las variables I1, V1, I2, V2. Las I corresponden a los valores que daría el sensor encargado de medir la corriente, y las V se refieren al valor que daría el sensor encargado de medir la tensión. Podría tratarse, por ejemplo, de la corriente y tensión de la casa y de las placas.
- En el código utilizado para la programación del PIC, que figura en el anexo 1.18 se establecerán las siguientes relaciones entre el voltaje leído y el valor de real de la variable medida, siendo así:

Tabla 7.1. Relaciones voltaje leído y real.

Variable medida	Descripción	Valor leído	Valor real
I1	Corriente de placas	(0 - 5) V	(0 - 50) A
V1	Tensión de placas	(0 - 5) V	(0 - 30) V
I2	Corriente de casa	(0 - 5) V	(0 - 8) A
V2	Tensión de casa	(0 - 5) V	(0 - 230) V

- Se escogen, de manera arbitraria, los valores reales que queremos medir, y a partir de estos se puede determinar cuál es el valor leído que determinará el valor que entregará la fuente, mediante una simple regla de tres:

Tabla 7.2. Relaciones voltaje leído y real.

Variable medida	Valor real	Valor de la fuente
I1	40 A	4,00 V
V1	24 V	4,00 V
I2	2 A	1,25 V
V2	230 V	5,00 V

- b. Una vez determinados los valores que tendrán que aportar las fuentes, se procede a configurarlas para que así sea y poder ver el resultado obtenido.

Una vez determinados todos los parámetros, cabe esperar que en la salida del PIC, en los pines RX y TX, encargados de recibir y enviar datos, veamos los valores reales de las variables medidas. El dispositivo Virtual Terminal deberá mostrar los valores 40, 24, 2 y 230, estipulados en la tabla anterior. Cabe destacar que los valores mostrados estarán en formato hexadecimal, con lo cual habrá que hacer una conversión para ver si los resultados se corresponden con los esperados.

7.3.1. Resultados iniciales en PPROTEUS

En la figura 73, se aprecian los valores leídos que ha enviado el PIC:

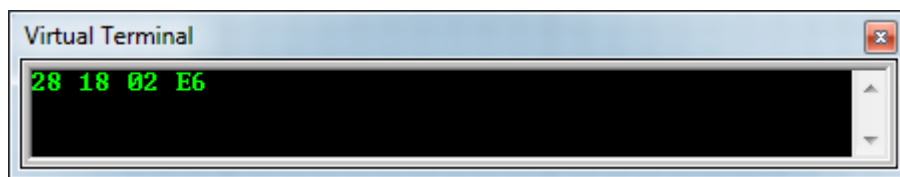


Figura 73. Terminal virtual.

Este vector de valores en hexadecimal corresponde a un vector de valores decimales, representados en la tabla 7.3.

Tabla 7.3. Conversión hexadecimal a decimal del vector.

Vector hexadecimal	28	18	02	E6
Vector decimal	40	24	02	230

Como puede apreciarse en la tabla anterior, partiendo de los valores deducidos para las fuentes, se determina que tanto la captación, como el tratado y el envío de estos datos son correctos.

7.3.2. Simulación de todas la variables en PROTEUS

En este apartado se realizará lo mismo que en el anterior, pero esta vez con las 9 variables a sensar, tal y como está en la unidad de monitorización real. Para ello hay que definir los parámetros para saber qué obtendremos en la salida:

- Se sensarán las variables I1, V1, I2, V2, I3, V, Irr, TAMB y TPLAC. Para las variables TAMB y TPLAC, hará falta también la simulación del multiplexor utilizado, puesto que hay 8 entradas analógicas y son 9 las variables a sensar.
- En el código utilizado para la programación del PIC, que figura en el anexo 1.18 se establecerán las siguientes relaciones entre el voltaje leído y el valor de real de la variable medida, siendo así:

Tabla 7.4. Relaciones entre voltaje leído y valor real.

Variable medida	Descripción	Valor leído	Valor real
I1	Corriente de placas	(0 - 5) V	(0 - 50) A
V1	Tensión de placas	(0 - 5) V	(0 - 30) V
I2	Corriente de casa	(0 - 5) V	(0 - 8) A
V2	Tensión de casa	(0 - 5) V	(0 - 230) V
I3	Corriente de baterías	(0 - 5) V	(0 - 15) A
V3	Tensión de baterías	(0 - 5) V	(0 - 24) V
Irr	Irradiancia	(0 - 5) V	(0-1000) W/m ²
TAMB	Temp. ambiente	(0 - 1.5) V	(0-150) °C
TPLACA	Temperatura placa	(0 - 5) V	(0-100) °C

- Se escogen, de manera arbitraria, los valores reales que queremos medir, y a partir de estos se puede determinar cuál es el valor leído que determinará el valor que entregará la fuente, mediante una simple regla de tres:

Tabla 7.5. Determinación de valores leídos.

Variable medida	Valor real	Valor de la fuente
I1	40 A	4,00 V
V1	24 V	4,00 V
I2	2 A	1,25 V
V2	230 V	5,00 V
I3	6 A	2,00 V
V3	24 V	5,00 V
Irr	200 W/m ²	1,00 V
TAMB	30 °C	0,30 V
TPLACA	40 °C	2,00 V

- Una vez determinados los valores que tendrán que aportar las fuentes, se procede a configurarlas para que así sea y poder ver el resultado obtenido.

Una vez determinados todos los parámetros, cabe esperar que en la salida del PIC, en los pines RX y TX, encargados de recibir y enviar datos, veamos los valores reales de las variables medidas. El dispositivo Virtual Terminal deberá mostrar los valores 40, 24, 2, 230, 6, 21,6, 200, 30 y 40, estipulados en la tabla anterior.

Cabe destacar que los valores mostrados estarán en formato hexadecimal, con lo cual habrá que hacer una conversión para ver si los resultados se corresponden con los esperados.

7.3.3. Resultados en PROTEUS

En la figura 74, se aprecian los valores leídos que ha enviado el PIC:

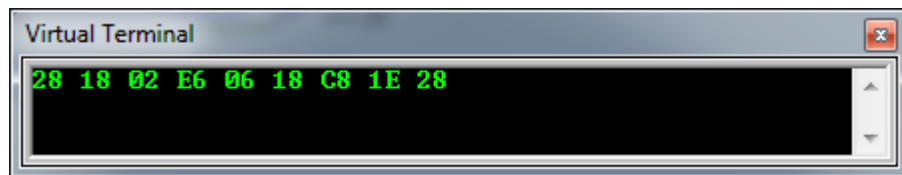


Figura 74. Terminal virtual.

Este vector de valores en hexadecimal corresponde a un vector de valores decimales, representados en la tabla 7.6.

Tabla 7.6. Conversión hexadecimal a decimal del vector.

Vector hexadecimal	28	18	02	E6	06	18	C8	1E	28
Vector decimal	40	24	02	230	06	24	200	30	40

Como puede apreciarse en la tabla anterior, partiendo de los valores deducidos para las fuentes, se determina que tanto la captación, como el tratado y el envío de estos datos son correctos. También puede apreciarse que el multiplexor funciona correctamente, pues muestra ambas temperaturas.

7.4. Simulación enlazada con LabView®

Una vez queda demostrado que la simulación mediante PROTEUS da unos resultados favorables, el siguiente paso es enlazar los valores enviados con LabView®.

7.4.1. Consideraciones previas

- Simulación del puerto serie en PROTEUS: dentro del propio programa ya existe un componente llamado COMPIM que realiza esta función.

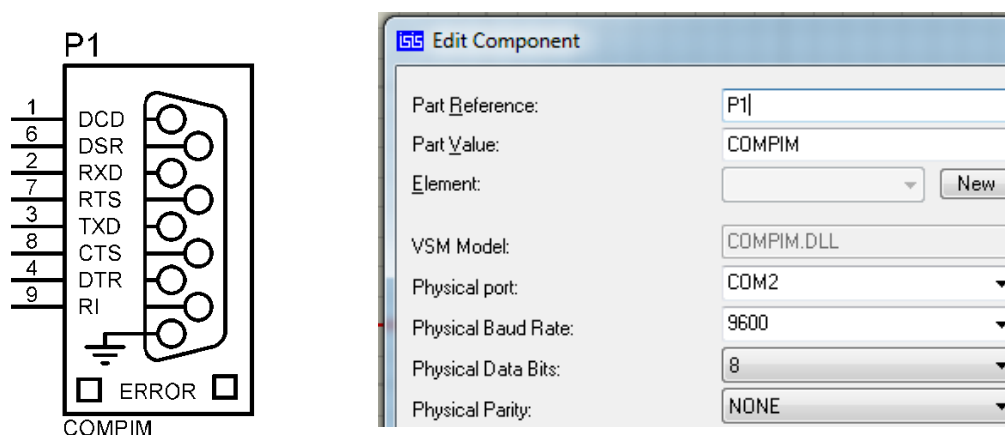


Figura 75. Puerto serie en PROTEUS.

- Un emulador de puertos virtuales: con el programa VSPE, se podrá emular el puerto que compartirán PROTEUS y LabView®, para poder realizar la transferencia de datos.

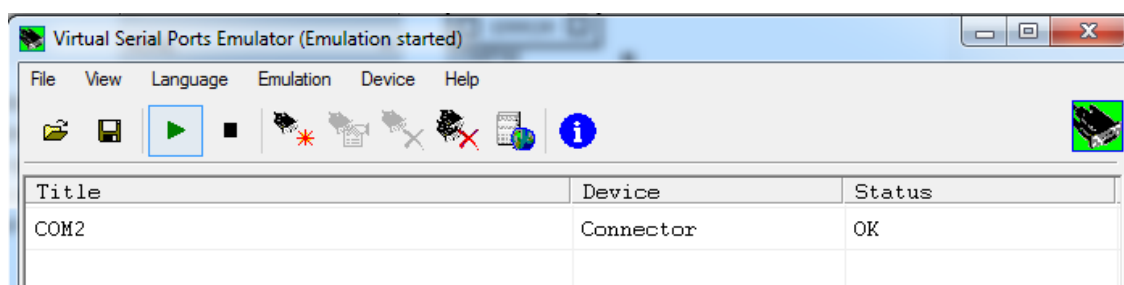


Figura 76. Emulador de puertos virtuales.

- En los tres programas se debe utilizar el mismo puerto y el mismo baud rate. Es decir, si se ha configurado el COMPIM en PROTEUS para que sea el puerto COM2, tanto en LabView® como en el VSPE, el nombre debe ser el mismo.

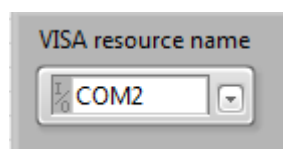


Figura 77. Nombre para conectar los puertos virtuales.

Una vez establecida la conexión entre los diferentes programas mediante el puerto COM2. Se procede a la ejecución de los programas y obtención de resultados. Primero se realizará con los mismos valores del apartado anterior, siendo estos:

Tabla 7.7. Determinación de valores leídos.

Variable medida	Valor real	Valor de la fuente
I1	40 A	4,00 V
V1	24 V	4,00 V

I2	2 A	1,25 V
V2	230 V	5,00 V
I3	6 A	2,00 V
V3	24 V	5,00 V
Irr	200 W/m ²	1,00 V
TAMB	30 °C	0,30 V
TPLACA	40 °C	2,00 V

Los resultados que se deberán visualizar en el LabView® son los valores reales, cada uno en su correspondiente casilla y quedando reflejados en las diferentes gráficas.

7.4.2. Resultados

A continuación se muestran las figuras 78, 79 y 80, donde se observa que los resultados obtenidos son los deseados, y por lo tanto se puede dar como exitosa la simulación:



Figura 78. Resultado de la comunicación, indicando los valores enviados.

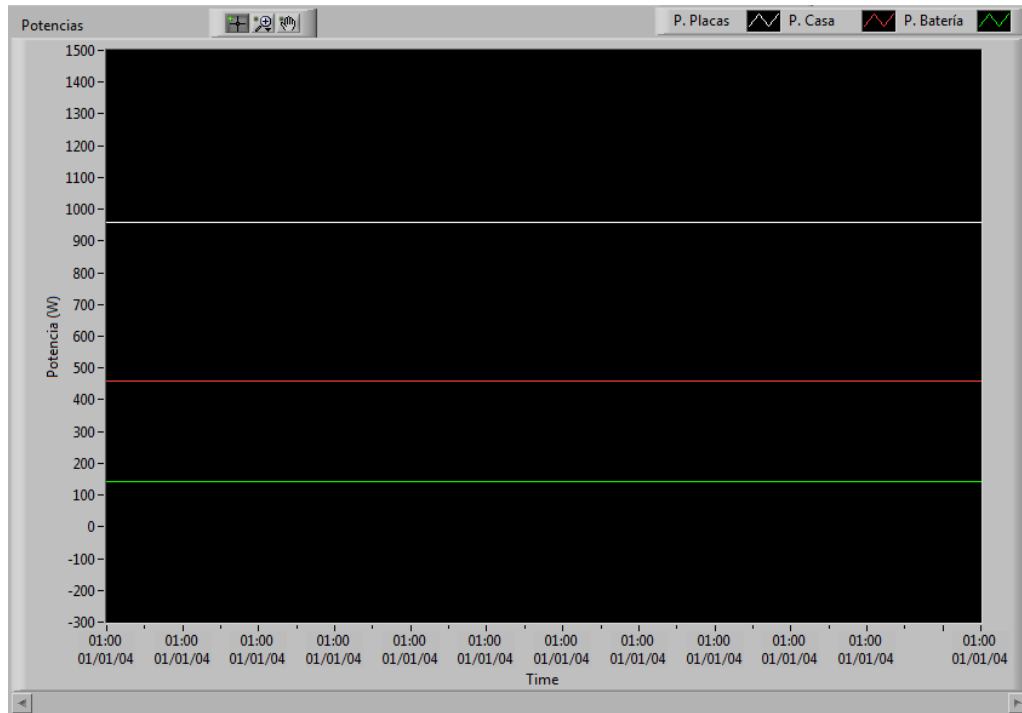


Figura 79. Resultado de las potencias con los valores constantes.

Como se puede observar, los valores enviados se corresponden con los leídos en el apartado resumen y también con los mostrados en la gráfica.

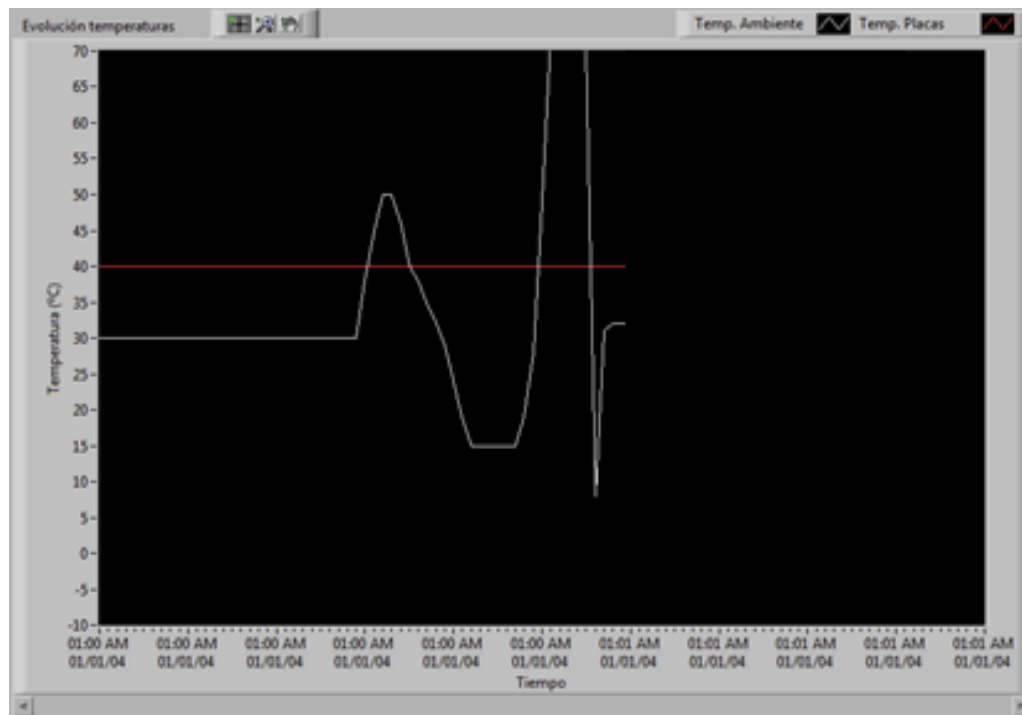


Figura 80. Resultado de temperatura con el sensor LM35.

Para la evolución de temperatura, se ha aprovechado el LM35 del PROTEUS, para ir variando la temperatura y así comprobar que los valores que lleguen mediante RS232 sean dinámicos, y puedan oscilar y ser mostrados.

CAPÍTULO 8:

RESULTADOS

EXPERIMENTALES

Una vez comprobado mediante simulación que el funcionamiento del circuito es correcto, el próximo paso es demostrar la funcionalidad del circuito físico. Para ello, se ha optado por el diseño de un circuito simplificado como el anterior, que emulará el comportamiento de la unidad de monitorización real. Otra función de este circuito será la de depurar programas, viendo así si los resultados son correctos, y como corregir posibles errores.

8.1. Descripción del circuito

Este circuito compartirá muchos elementos comunes con el de la unidad de monitorización. El plano número 5 se representa este circuito. Entre estos elementos se encuentran:

8.1.1. Alimentación

Este conjunto de elementos se encarga de alimentar todo el circuito. Entre estos elementos se destacan:

- Transformador 230/12: se encargará de bajar la tensión hasta 12 V.
- Puente de diodos: rectificará la señal para obtener una tensión continua.
- 7805: regulará la tensión de entrada para proporcionar 5 V en su salida.
- Condensadores: el fabricante del LM7XXX los recomienda en la posición mostrada anteriormente para estabilizar la señal.

- Resistencia más diodo-led: se iluminará cuando llegue tensión, su función es únicamente visual.

8.1.2. *Procesador y programador*

Para poder llevar a cabo la monitorización, se requiere de un elemento que funcione como 'cerebro', un procesador que se encargue de captar las señales analógicas, tratarlas y enviarlas mediante RS232.

De este apartado, cabe resaltar los siguientes elementos:

- Procesador: PIC16F877A.
- Cristal de cuarzo de 20MHz así como los condensadores: hará la función de reloj externo.
- Hilera de pines J3: aquí va conectado el programador Pickit2, con el cual se puede establecer comunicación con el procesador así como programarlo. También puede servir como fuente de 5 V si fuera necesario.

8.1.3. *Sensado*

Este apartado constará de seis potenciómetros (RV1-RV6) y un LM35. Con los seis potenciómetros se podrán simular las variables de corriente e intensidad de las placas, de la casa y de las baterías.

Para no sobrecargar el circuito prototipo con más potenciómetros, las variables de irradiancia y temperatura de placas no se variarán manualmente. Es decir, se relacionarán ambas con la intensidad que circula por las placas. Con ello, se podrá ver la evolución de todas las variables sin un uso excesivo de potenciómetros.

Por último, mediante el LM35 se sensorará la temperatura ambiente.

8.1.4. *Comunicación RS232*

Para establecer comunicación mediante un puerto RS232, es fundamental de un dispositivo que haga de enlace entre los dos pines destinados para transmisión y recepción del PIC (Tx/Rx, 25 y 26 respectivamente) y el dispositivo que se conecte. Este dispositivo, el MAX232, se encarga de esta tarea.

El resto de componentes, los 5 condensadores, son un requisito marcado por el fabricante para garantizar el correcto funcionamiento del MAX232.

Además de los ya mencionados, se requiere un conector D9F, que encajará con el conector D9M que irá al dispositivo encargado de recibir y procesar la información.

En la figura 81 se puede ver un modelo en simulación en 3D de todos los elementos que se han nombrado en este capítulo y que forman parte de la placa prototipo para realizar los resultados experimentales del proyecto.

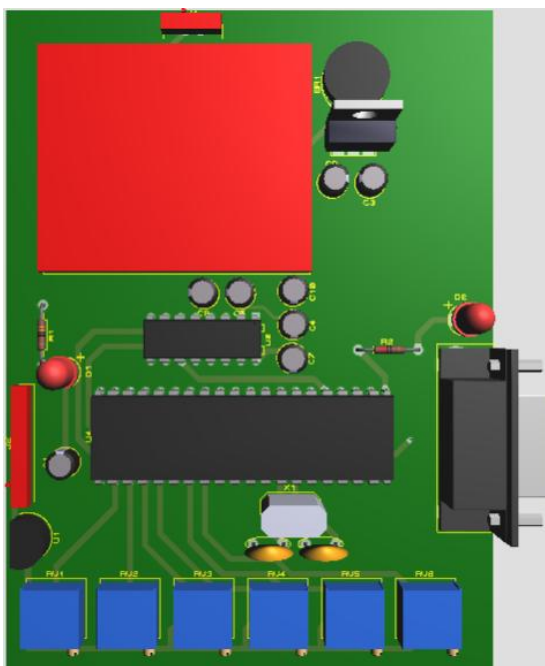


Figura 81. Vista en 3D de la placa prototipo.

8.2. Configuración previa del PIC y LabView®

Una vez descrito el circuito prototipo, se procede a la verificación de su funcionamiento. Para ello, se conectará a la toma de corriente, y al ordenador mediante un dispositivo conversor RS232/USB.

Antes de empezar la prueba se han de determinar los diferentes parámetros, como la relación entre los voltajes leídos en las entradas analógicas y el valor real que representarían.

En el código utilizado para la programación del PIC en este apartado, que figura en el anexo 1.19 se establecerán las siguientes relaciones entre el voltaje leído y el valor de real de la variable medida en la tabla 8.1.

Tabla 8.1. Relaciones entre voltaje real y leído.

Variable medida	Sensor	Descripción	Valor leído	Valor real
I1	RV1	Corriente de placas	(0 - 5) V	(0 - 50) A
V1	RV2	Tensión de placas	(0 - 5) V	(0 - 30) V
I2	RV3	Corriente de casa	(0 - 5) V	(0 - 8) A
V2	RV4	Tensión de casa	(0 - 5) V	(0 - 230) V

I3	RV5	Corriente de baterías	(0 - 5) V	(-15 - 15) A
V3	RV6	Tensión de baterías	(0 - 5) V	(0 - 24) V
TAMB	LM35	Temp. ambiente	(0 - 1,5) V	(0-150) °C

Para la temperatura de placa, se establecerán las siguientes relaciones con la temperatura ambiente y la corriente de placas a partir de la ecuación 63:

$$T_{PLACA} = T_{AMB} + \frac{I_1}{2,5} \quad (63)$$

Donde:

- T_{PLACA} : temperatura de la placa.
- T_{AMB} : temperatura ambiente.
- I_1 : corriente de las placas.

Mediante esta relación se podrá simular que la temperatura de placas aumentará en función de cuanta corriente estén dando las placas fotovoltaicas, hasta un valor de 20 °C sobre la temperatura ambiente. Los valores variarán de la manera mostrada en la tabla 8.2, para una T_{AMB} de 30 °C.

Tabla 8.2. Variaciones de la corriente según temperatura.

I_1 [A]	0	10	20	30	40	50
T_{PLACA} [°C]	30	34	38	42	46	50

Para la irradiancia se establecerá una relación similar a la anterior especificada en la ecuación 64 siguiente:

$$I_{rr} = I_1 \cdot 30 \quad (64)$$

Donde:

- I_{rr} : irradiancia [W/m^2].
- I_1 : corriente de placas.

Mediante esta relación se podrá simular que la irradiancia variará en función de cuánta corriente estén dando las placas fotovoltaicas, hasta un valor de 1500 W/m^2 . Los valores variarán de la manera mostrada en la tabla 8.3:

Tabla 8.3. Variaciones de la corriente según irradiancia.

I1 [A]	0	10	20	30	40	50
Irradiancia [W/m ²]	0	300	600	900	1200	1500

8.3. Resultados experimentales

Una vez establecidas las relaciones y configurado LabView® con éstas, ya se puede proceder a poner en marcha este ensayo experimental. Para ello, hay que especificar las condiciones previamente:

- La zona donde se realiza el ensayo está aproximadamente a unos 30 °C.
- La prueba tendrá una duración aproximada de unos dos minutos.
- Durante el periodo de prueba, se irán variando las posiciones de los potenciómetros.
- Para ver evolución sobre la temperatura ambiente, se procederá a dar calor al sensor LM35.
- Los resultados obtenidos mostrarán en las diferentes gráficas recogidas en la interface.

Para poder obtener unos valores con sentido, se seguirá el siguiente proceso

- Para ver las potencias, se fijará el voltaje al máximo de cada variable, y se irá aumentando las intensidades.
- Para ver la evolución de temperaturas e irradiancia, se dará calor al LM35 y se variará la intensidad de la placa, tal y como se explica en la relación del apartado anterior.
- Para ver el rendimiento de placa-batería, se fijarán los valores de corriente y voltaje de las placas, se fijará el voltaje de la batería, y se irá variando la intensidad de la batería.
- Para ver la evolución de la carga de la batería, simplemente se variará la tensión de batería.

En las siguientes figuras se muestran las gráficas de los diferentes resultados obtenidos:



Figura 82a. Resultados de los valores indicados.

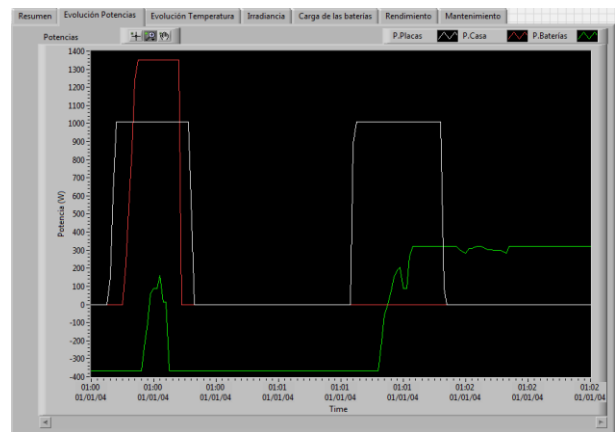


Figura 82b. Gráficas de potencias.

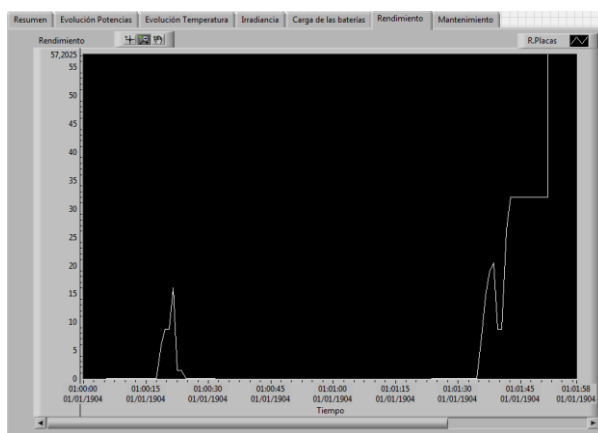


Figura 82c. Gráficas de rendimiento.

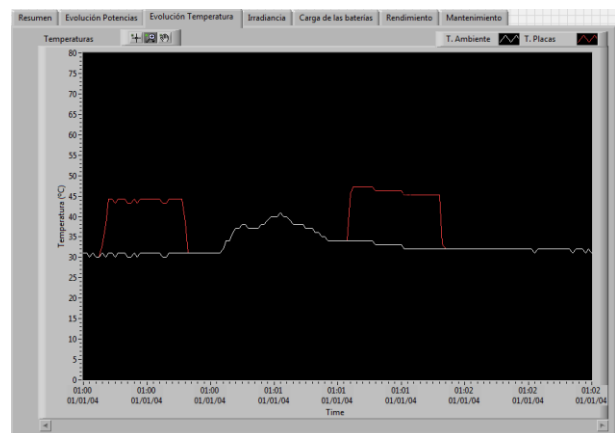


Figura 82d. Gráficas de temperatura.

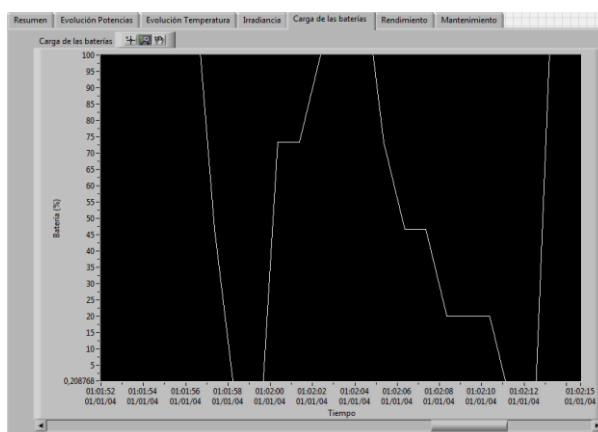


Figura 82e. Carga baterías

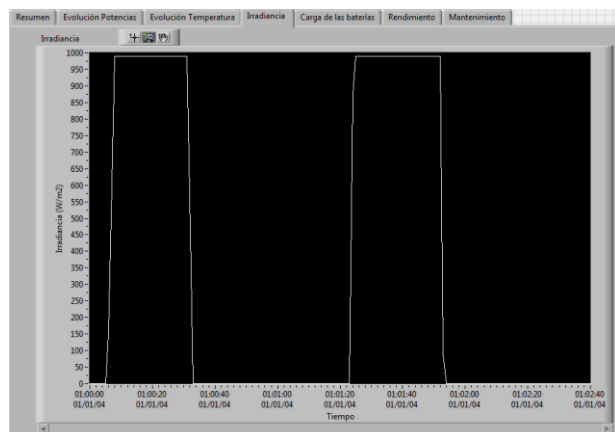


Figura 82f. Gráficas de irradiación.

Como se puede observar, los resultados obtenidos cuadran con los esperados. Al unir los resultados obtenidos de la simulación con los obtenidos del ensayo experimental realizado con la placa prototipo, se puede asegurar que el funcionamiento de la unidad es correcto.

CAPÍTULO 9:

CONCLUSIONES

A continuación se presentan unas breves conclusiones sobre el proyecto realizado.

Se ha cumplido con los objetivos especificados en el alcance del proyecto, incluyendo tanto la parte de la instalación fotovoltaica así como la unidad de monitorización.

Por parte de la instalación fotovoltaica, se ha cumplido con los objetivos de diseño y dimensionado propuestos:

- Se han escogido los elementos que formarán parte de la instalación cumpliendo con los requisitos del Pliego de Condiciones del IDAE.
- Se ha dimensionado la instalación cumpliendo la normativa presente en el RBT, respetando los elementos de seguridad para la instalación y para las personas.
- Se ha llevado a cabo una tarea de aprendizaje autónomo importante sobre el tema de dimensionado fotovoltaico, no tratado en el grado de la especialidad de electricidad o electrónica, y lo consideramos de gran importancia debido a que en el grado se nos enseña a realizar el dimensionado de una instalación eléctrica bajo normativa, pero no se nos enseña a dimensionar una sistema de energía renovable, en este caso fotovoltaica.

Por parte de la unidad de monitorización, se han cumplido los objetivos de las variables a sensar:

- Se ha diseñado desde cero una unidad de monitorización, tanto teóricamente como el esquemático de la PCB.

- Se han escogido los sensores en función de las variables a medir y de los valores máximos soportados por el PIC.
- Se ha realizado una simulación previa del montaje para prever los resultados que se obtendrán en la unidad real.
- Este proyecto ha tenido una elevada carga de aprendizaje autónomo, puesto que hay programas y protocolos que no se ven en el grado o bien se han visto muy por encima. El ejemplo más claro de esto es el programa LabView®, de gran utilidad y que unido con dispositivos electrónicos, aporta una versatilidad y un extenso abanico de posibilidades.

Finalmente, respecto a la realización del trabajo en pareja, nos ha servido para mejorar en la comunicación y el trabajo en grupo, dos factores que actualmente se valoran en las empresas y que desde la universidad se ha fomentado durante la realización de todo el grado.

CAPÍTULO 10:

PROPUESTAS DE MEJORA

Durante la realización de este proyecto, se han determinado ciertos aspectos que podrían ser mejorados. Estos aspectos hacen referencia a la unidad de monitorización, así como la interfaz de usuario y a la instalación fotovoltaica.

10.1. Unidad de monitorización

A continuación se definen las propuestas de mejora consideradas para la unidad de monitorización:

Respecto a la ubicación

- Un aspecto mejorable es la ubicación de la unidad, o más bien la accesibilidad a ésta. Si hay algún error durante la monitorización y se quiere acceder a la unidad para visualizar los LEDs que indican qué está ocurriendo, la ubicación puede resultar poco práctica. Una solución a este aspecto sería la disposición de estos LEDs o incluso añadir un LCD en un lugar más accesible.
- Respecto a la comunicación, la conexión mediante puerto serie requiere de conectar un cable desde la unidad de monitorización hasta el dispositivo encargado de ejecutar la visualización de los resultados. Esto puede ocasionar problemas en cuanto a comodidad, puesto que hay que determinar por donde ha de pasar el cable. Una solución para este problema sería sustituir la conexión RS232 por un módulo que permita enviar los datos de manera inalámbrica, ya sea por wifi o bluetooth.

Respecto a la interfaz

- Mejora en las variable mostradas, además de las variables ya presentes, se podrían añadir algunas más que permitieran conocer más aspectos sobre la instalación. Por ejemplo, añadir a las variables ya mostradas otras como: Energía, rendimientos de las placas y las baterías respecto a la casa, humedad o presión atmosférica.
- Referente al display, puesto que los diferentes parámetros se visualizan en un monitor, se requiere tener conectado continuamente un dispositivo no incluido en la unidad de monitorización, como un PC o sistemas Arduino o Raspberry Pi. Una mejora a este echo, si se implantara el módulo de conexión wifi, o bien si el dispositivo con display posee conexión a internet, se podrían subir los datos obtenidos a un servidor, y el usuario dispondría de la información representada de la misma manera que en el monitor, pero accediendo desde cualquier dispositivo móvil. Esta solución también serviría para la empresa encargada del mantenimiento de la unidad, pues tendría acceso a esta información sin la necesidad de desplazarse.
- Para el tratado de datos, en el programa actual, los datos son representados en las diferentes gráficas. Si se desean ver los datos puntuales así como la fecha de la captación, se pueden exportar los datos de la gráfica a Excel. El problema recae en que esta tarea del tratado y análisis de los datos la ha de realizar el usuario final. Una solución sería incorporar macros en Excel que recojan los resultados obtenidos de la unidad de monitorización, y con éstos elaborar por ejemplo estudios energéticos, picos de consumo, horas de mayor rendimiento, etc. de manera automática.

10.2. Instalación fotovoltaica

Se podrían valorar algunas mejoras de la instalación que tienen en cuenta la unidad de monitorización, por ejemplo:

- Cambiar el sistema fijo de anclaje de los módulos solares por uno móvil que siga la trayectoria solar para aumentar la capacidad de captación del sistema. En este caso se debería de valorar si es rentable utilizar uno de estos tipos de instalaciones para realizarla en una vivienda, ya que la inversión es mayor e igual no compensa para la diferencia de energía que se generaría. De la misma forma, este sistema debería estar controlado por el sistema de monitorización, calculando la trayectoria solar para cada momento y accionar los diferentes motores que recolocarían la instalación.
- Los módulos solares están situados a la intemperie, al acecho de las diferentes condiciones climáticas, por ese motivo se podría diseñar un elemento, controlado por la unidad de monitorización, que accione un sistema de limpieza en las placas cuando sea necesario, de manera automática, sin que el usuario se vea afectado.

CAPÍTULO 11:

BIBLIOGRAFIA

11.1. Referencias bibliográficas

- [1] España. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE, 27 de diciembre de 2013.
- [2] España. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE, 26 de mayo de 2007.
- [3] España. Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. BOE, 13 de julio de 2013.
- [4] España. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE, 27 de diciembre de 2013.

11.2. Bibliografía de Consulta

- [5] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. IDAE, 2009.
- [6] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión Paraninfo, 2002.
- [7] Código técnico de la edificación (CTE). Documento básico HE, Ahorro de energía. CTE, 2013.
- [8] Institut Català de l'Energia (ICAEN). Energia solar fotovoltaica. Col·lecció Quadern Pràctic nº 4. IACEN, 2011.
- [9] Blaesser, G. and Munro, D. Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A. European Commission, 1995.

- [10] Eduardo García Breijo. Compilador C CSS y simulador PROTEUS para microcontroladores PIC. Alfaomega, 2008.